Office national de l'énergie

National Energy Board

L'avenir énergétique au Canada

SCÉNARIOS SUR L'OFFRE ET LA DEMANDE JUSQU'À 2025

National Energy Board

Office national de l'énergie

Errata Number 1 July 2003

National Energy Board

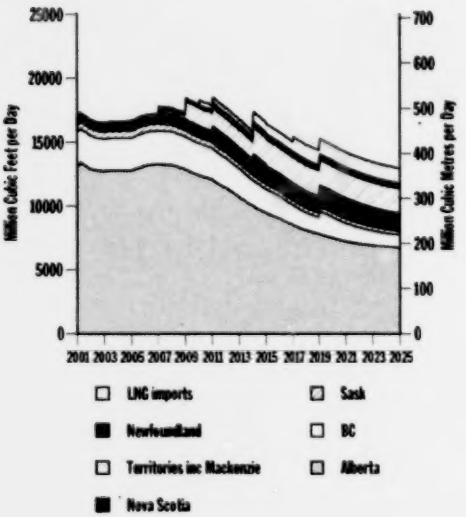
Canada's Energy Future – Scenarios for Supply and Demand to 2025

Errata Number 1 July 2003

Cover page added

Chapter 5, page 65, Figure 5.22, replace with the following:

Figure 5.22 Deliverability by Region – Supply Push



Appendix 6.2
Appendix 6.3
These revisions can be viewed at www.neb-one.gc.ca .

The Board apologizes for any inconvenience caused by these changes.

Errata n° 1 - Juillet 2003

Office national de l'énergie

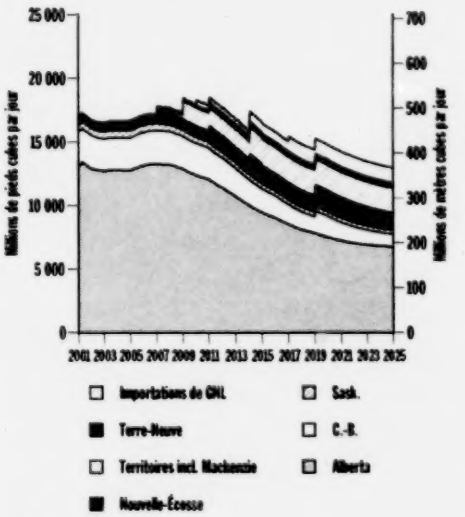
L'avenir énergétique au Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025

Errata n° 1 - Juillet 2003

Page couverture intérieure ajoutée

Chapitre 5, page 72, figure 5.22, remplacer par ce qui suit :

Figure 5.22 Productibilité par région – Pression de l'offre



Annexe 6.2
Annexe 6.3
On peut voir ces révisions à www.neb-one.gc.ca .

L'Office regrette tout inconvénient que ces changements pourraient vous causer.

444 Seventh Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 0X8

444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8

Canada

Telephone/Téléphone : (403) 292-4800
Facsimile/Télécopieur : (403) 292-5503
http://www.neb-one.gc.ca

Office national de l'énergie

National Energy Board

L'avenir énergétique au Canada

SCÉNARIOS SUR L'OFFRE ET LA DEMANDE JUSQU'À 2025

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2003
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE23-15/2003F
ISBN 0-662-88710-7

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Office national de l'énergie
Bureau des publications
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office (rez-de-chaussée).

Internet : www.neb-one.gc.ca

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2003 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE23-15/2003E
ISBN 0-662-33858-8

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
National Energy Board
Publications Office
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Internet: www.neb-one.gc.ca

Printed in Canada

Avant-propos

Résumé

Chapitre 1 Introduction

1.1 Nouvelle démarche 9

1.2 Comment utiliser les scénarios 9

1.3 Processus et cadre des scénarios 9

Chapitre 2 Aperçu des scénarios

2.1 Pression de l'offre 13

2.2 Techno-vert 17

Chapitre 3 Hypothèses : facteurs macroéconomiques et prix de l'énergie

3.1 Hypothèses macroéconomiques 23

3.2 Hypothèses sur les prix de l'énergie 26

3.3 Principaux facteurs d'incertitude 28

Chapitre 4 Demande d'énergie au Canada

4.1 Demande totale d'énergie au Canada 29

4.2 Demande d'énergie dans le secteur résidentiel au Canada 31

4.3 Demande d'énergie dans le secteur commercial au Canada 34

4.4 Demande d'énergie dans le secteur industriel au Canada 37

4.5 Demande d'énergie dans le secteur des transports au Canada 41

4.6 Demande d'hydrocarbures à des fins non énergétiques au Canada ... 47

4.7 La demande d'énergie au Canada : enjeux et répercussions 48

Chapitre 5 Offre d'énergie au Canada

5.1 Électricité

5.1.1 Perspectives de production 49

5.1.2 Équilibre entre l'offre et la demande 54

5.1.3 Enjeux et répercussions 55

5.2 Pétrole brut

5.2.1 Ressources en pétrole brut et en bitume 56

5.2.2 Perspectives de production 57

5.2.3 Équilibre entre l'offre et la demande 64

5.2.4 Enjeux et répercussions 66

5.3 Liquides de gaz naturel (LGN)

5.3.1 Offre et utilisation des LGN 67

5.3.2 Perspectives de production d'éthane 67

5.3.3 Équilibre entre l'offre et la demande d'éthane 68

5.3.4 Enjeux et répercussions 68

5.4 Gaz naturel

5.4.1 Ressources 69

5.4.2 Perspectives de production 71

5.4.3 Équilibre entre l'offre et la demande 74

5.4.4 Enjeux et répercussions 76

5.5 Charbon

5.5.1 Ressources et réserves canadiennes 78

5.5.2 Perspectives de production 81

5.5.3 Équilibre entre l'offre et la demande 82

5.5.4 Enjeux et répercussions 82

Figures, tableaux et acronymes

Glossaire

Annexe A1 : Tables de conversion

Guide des annexes A2 à A7

Avant-propos

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) a été créé en vertu d'une loi du Parlement en 1959. Parmi les pouvoirs de réglementation qui lui sont conférés par la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, mentionnons l'autorisation d'exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité; l'autorisation de construction d'oléoducs, de gazoducs et de productoducs interprovinciaux et internationaux, et de lignes internationales de transport d'électricité; l'établissement de droits justes et raisonnables pour les pipelines de compétence fédérale; et enfin la réglementation des activités liées au gaz et au pétrole en territoire nordique du Canada.

L'Office exerce également des fonctions de surveillance, en vertu desquelles il publie à l'occasion des rapports sur les perspectives de l'offre et de la demande d'énergie au Canada.

Rompant radicalement avec les rapports antérieurs, l'ONÉ a adopté une démarche fondée sur des scénarios pour pouvoir mieux comprendre les forces qui agissent sur l'environnement énergétique canadien, et prendre en compte les incertitudes et difficultés provoquées par des marchés en constante évolution. *L'avenir énergétique au Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025* propose deux scénarios distincts qui ont été soumis à l'examen de la population.

Le présent rapport poursuit deux objectifs principaux :

- fournir un examen de divers avenirs possibles pour le Canada en matière d'énergie;
- cerner les forces clés qui façonneront l'offre et l'utilisation d'énergie au Canada dans l'avenir.

Pour élaborer son rapport, l'Office a sollicité l'opinion des Canadiennes et Canadiens intéressés à la problématique de l'énergie et pour ce faire il a adopté un processus de consultation sous forme de tables rondes et d'ateliers publics. L'Office a tenu des tables rondes en juin 2002 réunissant des intervenants choisis dans six villes canadiennes. L'objectif premier était de permettre aux parties de commenter la démarche analytique de l'Office, en particulier la logique et les caractéristiques des scénarios. Des ateliers publics ont également eu lieu en janvier et février 2003 dans sept villes canadiennes, où les participants ont eu le loisir de commenter les analyses et les résultats préliminaires de l'Office.

Tel qu'il a été mentionné plus haut, l'Office a adopté pour le présent rapport une démarche fondée sur des scénarios. Durant les consultations publiques, certains participants ont manifesté une préférence pour le maintien du statu quo – le scénario de référence – au lieu de recourir à des scénarios pour établir des prévisions de l'offre et de la demande d'énergie. Que nous réserve l'avenir énergétique du Canada? Nul ne le sait. Vu l'incertitude, l'Office estime important de centrer les discussions et encourager le débat autour des principales forces et incertitudes qui influent sur l'offre et la demande d'une part, et des tendances émergentes d'autre part. La démarche fondée sur des scénarios est un bon moyen d'atteindre cet objectif et d'examiner une pluralité d'avenirs énergétiques.

L'Office est heureux des commentaires et des échanges de vues qui ont été exprimés lors des consultations et il tient à remercier tous ceux qui y ont contribué par leur temps et leur expertise. Il en a incorporé une bonne part dans son rapport final.

La matière contenue dans le présent rapport peut servir de document de preuve dans toute instance réglementaire, dans la mesure où une partie choisit de l'invoquer comme

elle pourrait le faire avec tout autre document public. En pareil cas, la matière en l'espèce est adoptée par la partie qui l'introduit et pourrait faire l'objet de questions auxquelles cette partie devra répondre. L'Office tient à préciser que le présent rapport ne se veut pas une recommandation au ministre des Ressources naturelles sur des questions touchant la politique énergétique.

Résumé

Dans le présent rapport, nous avons adopté une démarche fondée sur des scénarios où sont explorés en détail deux avenirs énergétiques plausibles pour le Canada : un scénario ***Pression de l'offre*** et un scénario ***Techno-vert***. Ni l'un ni l'autre ne représente un avenir énergétique plus probable ou plus souhaitable. Cette démarche fondée sur des scénarios nous permet de cerner les problèmes, les contraintes et les incertitudes susceptibles d'agir sur l'offre et l'utilisation d'énergie au Canada. Les scénarios ne sont pas des prévisions; ils visent plutôt à remettre nos idées en question et à proposer à la population un cadre de discussion sur les enjeux et les tendances qui se dessinent.

Même s'il y a de nombreux facteurs qui influeront sur les modèles d'utilisation de l'énergie, nous en avons isolé deux que nous considérons comme les plus importants et les plus incertains, savoir : **le rythme du développement technologique** et les **actions sur l'environnement.** Dans un avenir prévisible, il est clair que la technologie continuera de progresser et que des actions seront prises sur le plan environnemental pour améliorer notre façon d'utiliser l'énergie. L'incertitude est grande toutefois en ce qui concerne l'ampleur des percées technologiques dans des secteurs comme les véhicules à pile à combustible, la technologie du charbon épuré ou la production nucléaire avancée, percées qui pourraient changer radicalement nos modes d'utilisation de l'énergie. En même temps, l'incertitude est tout aussi grande à l'égard de l'ampleur et de la plage d'actions réelles qui pourraient être prises en vue de réduire l'impact global de l'utilisation de l'énergie sur l'environnement, y compris des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre.

Le scénario ***Pression de l'offre*** représente un monde où la technologie évolue graduellement et où les Canadiens prennent des actions limitées à l'égard de l'environnement. Ce scénario a pour thèmes principaux la sécurité des approvisionnements énergétiques à l'échelle du continent et la pression pour mettre en valeur les sources d'énergie classiques connues.

Le scénario ***Techno-vert***, quant à lui, représente un monde où la technologie évolue rapidement et où les Canadiens prennent des actions fermes à l'égard de l'environnement. Ce scénario a pour thèmes principaux les préoccupations accrues à l'égard de l'environnement et, par ricochet, un parti-pris pour des produits écologiques et des carburants et combustibles plus propres.

En novembre 2002, le gouvernement canadien a dévoilé un plan établissant les engagements du Canada face au Protocole de Kyoto. Il faudrait cependant d'autres éléments d'information sur sa mise en œuvre pour que nous incluions le Protocole dans l'analyse des scénarios. Aussi, nous n'en avons tenu compte dans aucun des scénarios.

Le présent rapport se penche sur les avenirs plausibles de la situation énergétique au Canada. Or l'économie énergétique du Canada est étroitement liée à celle des États-Unis. C'est pourquoi les scénarios impliquent nécessairement des développements semblables au sein de l'économie américaine et, dans une moindre mesure, au sein de l'économie mondiale.

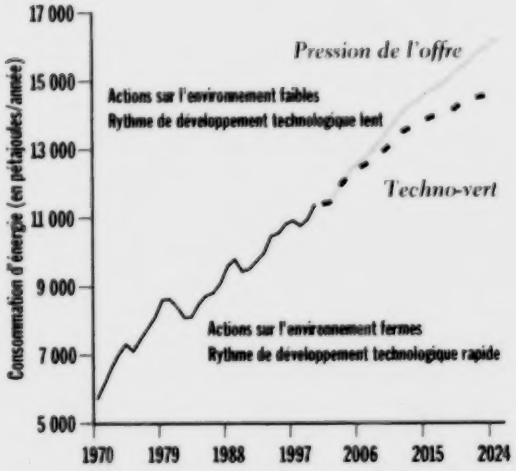
Principales conclusions

- On constate des obstacles importants au changement de la composition des combustibles ou à la réalisation de gains importants sur le plan de l'efficacité énergétique en raison de la structure même de l'économie canadienne. Les modèles d'utilisation de l'énergie évoluent lentement et le Canada continuera de satisfaire la majeure partie de ses besoins en énergie au moyen des combustibles fossiles jusqu'à 2025 et sans doute pendant longtemps par la suite.
- Le gaz naturel sera en forte demande car il s'agit d'un combustible fossile propre de première qualité. Reste toutefois une grande incertitude : la disponibilité des approvisionnements. Une offre restreinte de gaz naturel implique que :
  - les prix du gaz naturel continueront d'être instables;
  - des ajustements de la demande pourraient survenir dans le secteur industriel (utilisation plus efficace de l'énergie, changement de combustibles, relocalisation des industries, etc.);
  - une nouvelle production d'électricité proviendra de sources diverses, comme le charbon, le vent, les grandes centrales électriques, et le nucléaire éventuellement.
- L'exploitation des sables bitumineux sera sensiblement accrue et contrebalancera la baisse de la production de pétrole brut classique. Les sables bitumineux deviendront la principale source d'approvisionnements en pétrole du Canada. Les exportations augmenteront considérablement jusqu'à 2025.

Principales hypothèses

Les scénarios renferment plusieurs déterminants qui sont les mêmes dans chacun d'eux. D'abord, la demande d'énergie est principalement fonction des niveaux de la croissance économique et des revenus et de l'efficacité de l'utilisation de l'énergie. À mesure qu'augmente la production économique, la demande d'énergie augmente elle aussi pour produire une gamme plus large de produits et services. Cela peut être partiellement contrebalancé par l'amélioration de l'efficacité, sauf que la hausse des revenus entraîne une hausse de la demande.

Comment l'avenir énergétique du Canada se dessine-t-il?



Le Canada est un grand pays caractérisé par un climat nordique rigoureux et par de grandes distances entre les villes, ce qui explique la forte demande d'énergie dans le transport et le chauffage des bâtiments. La demande d'énergie est également fonction de la densité de la population : l'ampleur de l'efficacité énergétique est en effet plus grande dans les zones densément peuplées, où l'on peut réaliser des économies au niveau du transport en commun et du chauffage des immeubles d'appartements et des grands complexes commerciaux. Cependant, les villes canadiennes sont relativement étalées en raison du pourcentage très élevé de maisons unifamiliales. Dans les deux scénarios, nous supposons que le modèle climatique et le modèle résidentiel demeureront largement inchangés pendant la période de projection qui va jusqu'à 2025. Les deux scénarios se basent sur les mêmes hypothèses démographiques, savoir : le vieillissement de la population canadienne pendant la période de projection et une lente augmentation de la population globale.

Pour chaque scénario, nous supposons que les prix mondiaux du pétrole s'établiront en moyenne à 22 $US le baril (en dollars réels constants), ce qui les situent dans la plage inférieure des prix ciblés par l'OPEP. Cela signifie qu'il y a dans le monde suffisamment de pétrole à ce prix pour satisfaire la demande d'énergie et que le prix dépendra largement des politiques de production des pays membres de l'OPEP. En raison de la forte demande de gaz naturel, un combustible propre, nous supposons que son prix augmentera pour passer de 83 % à 90 % du prix du pétrole brut en 2025, selon le scénario ***Pression***

de l'offre. Selon le scénario ***Techno-vert***, le prix du gaz naturel atteint la parité avec le pétrole brut en 2010. Comme il y aura assurément une grande instabilité des prix du pétrole et du gaz, nous estimons que 22 $ le baril est une hypothèse raisonnable pour le prix du pétrole et que le prix du gaz ne dépassera pas celui du pétrole brut, sur une base d'équivalent-énergie, pendant une longue période.

Perspectives de l'utilisation d'énergie

Dans le **secteur résidentiel**, le chauffage des bâtiments compte pour plus de 50 % de la demande d'énergie, suivi du chauffage de l'eau et de l'électricité destinée aux électroménagers, aux ordinateurs, à l'éclairage et aux systèmes audiovisuels domestiques. Comme la population canadienne progresse lentement dans les deux scénarios, la composition du parc résidentiel changera peu au cours de la période de projection. Parce qu'il est plus pratique de mettre en place des mesures d'efficacité énergétique dans les maisons neuves que de réaménager des maisons existantes, le degré d'efficacité énergétique qu'on peut y atteindre est limité.

En raison de l'augmentation des revenus et, par ricochet, de la demande de biens et services, la demande d'énergie dans ce secteur s'accroît en 2025 d'environ 20 % dans le scénario ***Pression de l'offre*** et d'environ 10 % dans le scénario ***Techno-vert***. L'électricité et le gaz naturel accaparent une plus grande part de la composition de combustibles dans les deux secteurs, alors que les énergies de remplacement, telle l'énergie solaire passive, ne font que de légères incursions dans le scénario ***Techno-vert***. La demande d'énergie pourrait être réduite davantage s'il y avait un changement marqué dans les habitudes de vie, par exemple en abandonnant les maisons unifamiliales au profit d'habitations multifamiliales ou de plus petits bungalows; on ne s'attend toutefois pas à un tel changement dans les deux scénarios.

Il y a plus de chances de mettre en œuvre des mesures d'efficacité énergétique dans le **secteur commercial** du fait que les bâtiments sont généralement plus grands et à cause de l'importance qu'accordent les propriétaires aux économies d'énergie. Néanmoins, les gains d'efficacité énergétique sont limités par le roulement constaté dans le parc existant, mais aussi parce que, comme dans le secteur résidentiel, il est relativement coûteux de réaménager les bâtiments existants. Le gaz naturel et l'électricité devraient représenter plus de 90 % de la composition de combustibles dans ce secteur, comme actuellement.

Dans le **secteur industriel**, la demande d'énergie équivaut en gros à celle des secteurs résidentiel et commercial réunis. Elle n'augmente que de 50 % environ dans le cas du scénario ***Pression de l'offre*** et de 55 % dans le cas du scénario ***Techno-vert***, alors que la production économique s'accroît de 90 % et 120 % respectivement. Les mines et les pâtes et papiers sont les deux secteurs les plus énergivores et les coûts d'énergie comptent pour une grosse part de leurs frais d'exploitation. Ces deux secteurs sont extrêmement motivés à mettre en place des mesures d'économie et ils ont été des chefs de file dans la recherche d'une meilleure efficacité énergétique. Par contre, leurs efforts dans ce sens sont limités par la nécessité d'exploiter leurs ressources forestières, minières, pétrolières et gazières en territoire éloigné et par le nombre restreint d'options sur le plan des sources de combustibles de remplacement.

Le transport routier représente 80 % de la demande d'énergie dans le **secteur des transports**, le transport maritime et ferroviaire s'accaparant le reste. Le pétrole domine avec près de 100 % de l'énergie consommée. On recherche depuis longtemps des solutions de rechange au pétrole, les principales candidates étant le véhicule électrique hybride et le véhicule à pile à combustible. Ces deux solutions suscitent l'intérêt en raison de leur efficacité énergétique et de la réduction ou de l'absence complète d'émissions d'hydrocarbures.

La demande d'énergie pour les véhicules de passagers dépend de la grosseur du parc automobile, de l'économie moyenne de carburant du parc et du kilométrage moyen parcouru par véhicule. Chacun de ces éléments est à son tour influencé par d'autres facteurs, notamment les préférences des consommateurs et les modes de vie urbains. Dans nos scénarios, nous présumons qu'aucun changement fondamental n'interviendra dans les modes de vie urbains, d'où une hausse de la demande pour le transport des personnes.

Dans le scénario ***Pression de l'offre***, on constate des progrès considérables au niveau de l'amélioration de l'efficacité du moteur à combustion interne; l'essence et le diesel continuent de répondre à l'essentiel des besoins en carburant du transport routier. Dans le scénario ***Techno-vert***, les véhicules électriques hybrides et à pile à combustible deviennent concurrentiels. En 2025, ils représentent 14 % et 10 % respectivement du parc automobile. Durant cette période, on observe des progrès constants dans l'utilisation d'un pétrole propre et efficace et c'est pourquoi celui-ci conserve une grosse part du

marché. Dans l'ensemble, la demande d'énergie pour le transport augmente de 50 % dans le scénario ***Pression de l'offre***, alors que dans le scénario ***Techno-vert***, la demande commence par augmenter pour ensuite chuter et finir près des niveaux de départ.

Production d'énergie

Le Canada possède d'énormes réserves de pétrole dans les sables bitumineux de l'Alberta. Ces réserves sont, dans les deux scénarios, la principale source de croissance de la production pétrolière canadienne et, par ricochet, des exportations pétrolières vers les États-Unis. Le prix supposé de 22 $US le baril assure des rendements suffisants pour soutenir les investissements dans l'exploitation des sables bitumineux et du pétrole marin. La production issue des sables bitumineux quintuple dans le scénario ***Pression de l'offre*** et quadruple dans le scénario ***Techno-vert***. Dans les deux scénarios, la production de pétrole brut léger provenant du large des côtes de l'Atlantique augmente, dans une mesure légèrement plus grande dans le scénario ***Techno-vert*** en raison d'une application de la technologie plus réussie à l'exploration extracôtière et à l'organisation de la production. Le Canada continue d'être un exportateur net de pétrole tout au long de la période, la croissance des exportations dépassant celle des importations, surtout dans le scénario ***Techno-vert***. C'est pourquoi les exportations nettes de pétrole brut doublent presque dans le scénario ***Pression de l'offre*** et triplent dans le scénario ***Techno-vert***.

L'ampleur des ressources en gaz naturel au Canada est une incertitude de taille, en particulier dans les régions pionnières et pour les sources d'approvisionnement en gaz naturel non classique, tel le méthane de gisements houillers. Ce sont autant de signes qui indiquent que le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) est en voie de parvenir à maturité. Il faudra développer les sources non classiques et les sources pionnières pour maintenir, voire accroître, la production canadienne. Comme il y a eu jusqu'ici peu de développement du gaz non classique ou du gaz pionnier, le potentiel de production demeure tout à fait incertain. Dans le scénario ***Pression de l'offre***, la production de gaz naturel atteint une pointe d'environ 18 10^{9}pi^{3}/j alors que dans le scénario ***Techno-vert*** elle atteint environ 19 10^{9}pi^{3}/j, principalement parce qu'on aura mieux réussi à élargir la base de ressources grâce à une application réussie de la technologie.

La production d'électricité devrait s'accroître d'environ 1,8 % par an dans les deux scénarios, sauf que la composition de la production sera assez différente. Le gaz naturel est le combustible de choix du fait qu'il est propre et efficace, que le délai de construction des centrales au gaz est court et qu'il nécessite au départ des investissements bien inférieurs à ceux que requièrent les centrales au charbon, les grandes centrales hydroélectriques ou les centrales nucléaires. Néanmoins, l'instabilité des prix demeurera une préoccupation qui incitera les producteurs à envisager des solutions de remplacement.

Dans le scénario ***Pression de l'offre***, outre la production au gaz naturel, on observe une résurgence des centrales au charbon, surtout en Ontario et dans les provinces de l'Ouest. Le charbon continue d'être relativement bon marché, donc toujours une option à envisager. Dans le scénario ***Techno-vert***, on constate un mouvement en faveur d'options de production moins polluantes, comme la technologie du charbon épuré, l'énergie éolienne et les réacteurs nucléaires avancés. Globalement, les combustibles renouvelables (vent, biomasse et petites centrales hydroélectriques) représentent en 2025 près de 10 % de la production dans le scénario ***Techno-vert***, contre seulement 3 % dans le scénario ***Pression de l'offre***.

Le charbon est une ressource abondante partout dans le monde, y compris en Amérique du Nord. Au Canada, les réserves équivalent à 90 années de la production courante. Dans les années à venir, la production sera régie principalement par l'utilisation du charbon dans la production d'électricité destinée au marché intérieur. Comme pour le pétrole, des progrès constants sont réalisés dans la combustion du charbon sur le plan de la propreté et de l'efficacité; c'est pourquoi le charbon continue d'occuper une part importante du marché, soit 12 % de la demande totale d'énergie dans le scénario ***Pression de l'offre*** et 8 % dans le scénario ***Techno-vert***. Dans le scénario ***Pression de l'offre***, la production de charbon passe de 70 millions de tonnes en 2001 à plus de 90 millions de tonnes en 2025, mais elle diminue à 63 millions de tonnes dans le scénario ***Techno-vert***.

Principaux facteurs d'incertitude

L'examen des scénarios permet de conclure que l'avenir énergétique au Canada continuera de dépendre des combustibles fossiles, au moins jusqu'à 2025. Toutefois, plusieurs questions clés demeurent, savoir :

- Dans quelle mesure le développement technologique influera-t-il sur la croissance économique et la demande d'énergie?
- Combien de temps faudra-t-il pour que les Canadiens modifient sensiblement leur comportement vis-à-vis de la consommation d'énergie, compte tenu de la structure de l'économie canadienne?
- Dans combien de temps au plus tôt les nouvelles technologies de transport, comme les véhicules électriques hybrides et les véhicules à pile combustible, deviendront-elles commercialement concurrentielles par rapport aux véhicules à essence classiques?
- Quelles actions concrètes seront prises pour résoudre les problèmes liés à l'environnement et quelle incidence ces actions auront-elles sur notre choix des sources d'énergie?
- L'OPEP pourra-t-elle maintenir les prix du pétrole dans sa plage cible de 22 à 27 $ le baril, ou se peut-il que les prix débordent de cette plage pour des périodes prolongées?
- Quels effets les mesures environnementales futures auront-elles sur l'exploitation des sables bitumineux?
- Comment l'offre de gaz naturel issu des sources classiques (comme le BSOC), des sources marines et des nouvelles sources (comme le MGH) réagira-t-elle à la hausse de la demande?

Les réponses à ces questions auront un impact majeur sur l'avenir énergétique au Canada jusqu'à 2025.

Prochaines étapes

Dans le cadre de son évaluation constante des marchés de l'énergie, l'Office continuera de surveiller l'évolution de l'offre et de la demande d'énergie au Canada et il publiera le fruit de ses recherches en temps opportun.

1.0 Introduction

1.1. Nouvelle démarche

L'Office a utilisé la démarche fondée sur des scénarios pour cerner et examiner les forces majeures et les principales incertitudes qui caractérisent la situation énergétique du Canada. Les scénarios ne sont pas des prévisions, mais plutôt des descriptions d'avenirs plausibles. Dans quel sens le contexte énergétique du Canada évoluera demeure incertain et tout à fait imprévisible. Vu l'incertitude, l'Office a décidé qu'il ne fallait pas rechercher un consensus ni des projections uniques de l'offre et de la demande d'énergie. La question dominante des scénarios est la suivante : « En quoi le paysage énergétique du Canada pourrait-il changer au cours des vingt-cinq prochaines années? »

1.2. Comment utiliser les scénarios

Les scénarios font découvrir des idées nouvelles, remettent en question des points de vue conventionnels et se penchent sur les plus importants facteurs d'incertitude avec lesquels l'industrie de l'énergie est aux prises. Il est improbable qu'un des scénarios l'emportera sur l'autre pendant toute la période. La valeur réelle des scénarios n'est pas de débattre de la question de savoir si un scénario va se réaliser mais plutôt de se demander ce que nous ferions s'il se réalisait et de déterminer les mesures à prendre à court terme pour appréhender les problèmes clés à long terme.

1.3. Processus et cadre des scénarios

L'élaboration d'un cadre pour la démarche fondée sur des scénarios a débuté par l'identification des facteurs déterminants susceptibles d'influer sur l'environnement énergétique au cours des vingt-cinq prochaines années. Plusieurs facteurs à l'origine de changements survenus dans le passé devraient continuer d'influer sur la situation énergétique mais il faut tenir compte également de nouveaux facteurs (figure 1.1). Après analyse, deux facteurs clés ont été retenus comme étant les plus importants et les plus empreints d'incertitude, savoir : **les actions sur l'environnement** et le **rythme du développement technologique.** Les facteurs d'incertitude clés ont servi de cadre analytique pour élaborer quatre scénarios distincts (figure 1.2). Il importe de noter que ces facteurs d'incertitude sont indépendants en soi. Par exemple, les actions sur l'environnement n'aboutissent pas nécessairement au développement technologique. Le désir d'entreprendre des actions plus nombreuses sur l'environnement peut nous mener à réaliser des progrès technologiques, mais le succès en est incertain.

Figure 1.1 Facteurs déterminants

Actions sur l'environnement

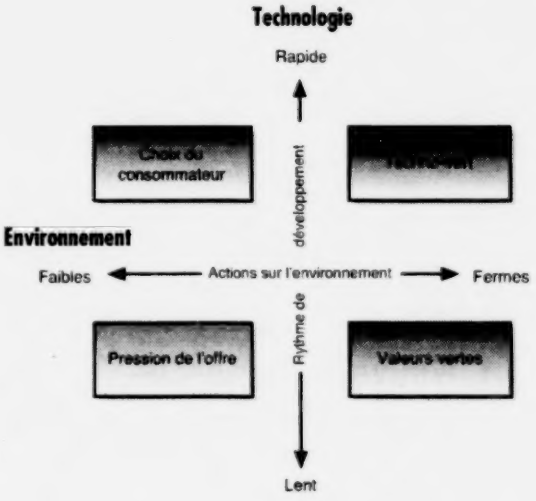
La nature et le niveau des actions qui seront prises pour améliorer la qualité de l'environnement sont un facteur d'incertitude clé qui suscite bien des questions. Comment les préoccupations de la population à l'égard de l'environnement – qualité de l'air, santé, réchauffement planétaire, etc. – évolueront-elles et comment ces préoccupations se transformeront-elles en actions? Quelles actions les pouvoirs publics, l'industrie et les citoyens lanceront-ils? Les consommateurs seront-ils prêts à payer pour des combustibles moins polluants? Les priorités de la société et celles du citoyen convergeront-elles? Les gouvernements réagiront-ils aux pressions des citoyens en faveur d'actions sur l'environnement en resserrant les réglementations?

En novembre 2002, le gouvernement canadien a dévoilé un plan établissant les engagements du Canada face au Protocole de Kyoto. Il faudrait cependant d'autres éléments d'information sur sa mise en œuvre pour que nous incluions le Protocole dans l'analyse des scénarios. Aussi, nous n'en avons tenu compte dans aucun des scénarios.

Rythme de développement technologique

Les changements technologiques, qui sont inévitables, vont agir aussi bien sur l'offre que sur la demande d'énergie. Le rythme du développement technologique reste incertain toutefois. Les technologies existantes iront-elles en s'améliorant ou assistera-t-on à des découvertes majeures? À quelle vitesse les améliorations ou les découvertes technologiques peuvent-elles surgir? Les progrès technologiques mèneront-ils à une diversification des sources d'énergie et à une amélioration importante de l'efficacité énergétique? La technologie du charbon épuré, qui permet de réduire les émissions de CO_2, deviendra-t-elle viable?

Figure 1.2 Cadre des scénarios



La figure 1.2 illustre de quelle manière les facteurs d'incertitude clés fournissent un cadre logique pour élaborer des scénarios vraiment distincts. Chaque quadrant représente une combinaison unique de résultats des deux facteurs d'incertitude clés.

Pour le présent rapport, nous avons décidé de nous concentrer sur deux scénarios – le scénario ***Pression de l'offre*** et le scénario ***Techno-vert*** – parce qu'ils offrent des perspectives fort divergentes mais plausibles de l'avenir. Il existe bien sûr beaucoup d'autres possibilités de scénarios, mais l'étude d'un grand nombre d'éventualités serait de valeur limitée. Les deux scénarios que nous avons retenus identifient les principales contraintes rattachées aux possibilités, soulignent ce à quoi nous pouvons raisonnablement nous attendre et mettent en évidence les principaux enjeux et les principales incertitudes.

Différences entre changement climatique et pollution atmosphérique

L'effet de serre est un phénomène naturel par lequel certains gaz dits « à effet de serre » (GES) présents dans l'atmosphère se trouvent à piéger l'énergie produite par le soleil. La communauté scientifique s'entend largement sur le fait que l'on assiste à un changement climatique en raison du réchauffement de la planète et que certaines activités humaines (comme l'utilisation de combustibles fossiles) contribuent au réchauffement par l'accélération de l'effet de serre. Le Protocole de Kyoto a ciblé plusieurs gaz à effet de serre, notamment le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4) et l'oxyde nitreux (N_2O), qui existent à l'état naturel. Les procédés industriels en libèrent aussi des quantités, en plus d'autres gaz qui ne sont pas d'origine naturelle tels les hydrofluorocarbones (HFC), les perfluorocarbones (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF_6), et qui eux aussi ont été ciblés pour en réduire les émissions. Généralement, les GES ne sont pas considérés comme des « polluants atmosphériques » réglementés.

Le gouvernement fédéral a exposé les moyens qu'il comptait prendre pour réaliser les objectifs du Canada en matière de changements climatiques et pour atteindre les cibles du Protocole de Kyoto dans un rapport publié en novembre 2002 et intitulé « Plan du Canada sur les changements climatiques » à la suite des consultations menées avec les gouvernements des provinces et des territoires, les municipalités, les représentants de l'industrie et les citoyens canadiens. En décembre 2002, le gouvernement canadien a annoncé qu'il ratifiait le Protocole de Kyoto lié à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Le Protocole de Kyoto établit des cibles contraignantes sur le plan juridique et des délais pour la réduction des gaz à effet de serre pour les pays industrialisés signataires de l'entente. En vertu de ce Protocole, le Canada s'est engagé à diminuer ses émissions de GES de 6 % au-dessous des niveaux de 1990 pendant la première période d'engagement qui court de 2008 à 2012.

La pollution atmosphérique se définit généralement comme étant la présence dans l'air de toute substance susceptible de nuire à notre santé et à la santé des plantes et des animaux ou de causer des dommages à la propriété ou à l'environnement. Ces substances sont en grande partie émises par l'activité humaine mais elles peuvent aussi être d'origine naturelle. Un grand nombre de contaminants, comme les particules, les carbures d'hydrogène et le dioxyde de soufre, contribue à la pollution atmosphérique, et même de faibles niveaux de concentration peuvent avoir des effets nuisibles. On estime que chaque année des milliers de personnes sont hospitalisées pour des complications respiratoires attribuables au smog urbain. Bien qu'elle soit plus concentrée en milieu urbain où la circulation automobile est intense, la pollution atmosphérique est une préoccupation pour tous les Canadiens car elle a une influence sur les forêts, les cultures, l'eau, le bétail et la faune dans bien des régions du pays.

Les rejets de polluants sont régis par les lois fédérales et provinciales et ils sont surveillés de près par plusieurs ministères. Plusieurs provinces et le gouvernement fédéral prennent des mesures sévères de longue haleine pour lutter contre la pollution atmosphérique, comme la restriction des niveaux de souffre dans l'essence.

Actions sur l'environnement

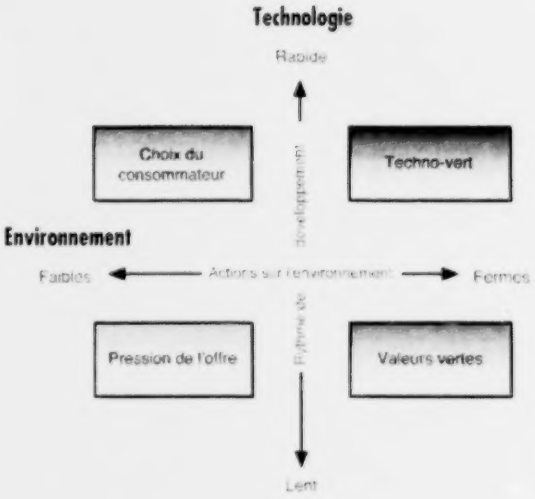
La nature et le niveau des actions qui seront prises pour améliorer la qualité de l'environnement sont un facteur d'incertitude clé qui suscite bien des questions. Comment les préoccupations de la population à l'égard de l'environnement – qualité de l'air, santé, réchauffement planétaire, etc. – évolueront-elles et comment ces préoccupations se transformeront-elles en actions? Quelles actions les pouvoirs publics, l'industrie et les citoyens lanceront-ils? Les consommateurs seront-ils prêts à payer pour des combustibles moins polluants? Les priorités de la société et celles du citoyen convergeront-elles? Les gouvernements réagiront-ils aux pressions des citoyens en faveur d'actions sur l'environnement en resserrant les réglementations?

En novembre 2002, le gouvernement canadien a dévoilé un plan établissant les engagements du Canada face au Protocole de Kyoto. Il faudrait cependant d'autres éléments d'information sur sa mise en œuvre pour que nous incluions le Protocole dans l'analyse des scénarios. Aussi, nous n'en avons tenu compte dans aucun des scénarios.

Rythme de développement technologique

Les changements technologiques, qui sont inévitables, vont agir aussi bien sur l'offre que sur la demande d'énergie. Le rythme du développement technologique reste incertain toutefois. Les technologies existantes iront-elles en s'améliorant ou assistera-t-on à des découvertes majeures? À quelle vitesse les améliorations ou les découvertes technologiques peuvent-elles surgir? Les progrès technologiques mèneront-ils à une diversification des sources d'énergie et à une amélioration importante de l'efficacité énergétique? La technologie du charbon épuré, qui permet de réduire les émissions de CO_2, deviendra-t-elle viable?

Figure 1.2 Cadre des scénarios



La figure 1.2 illustre de quelle manière les facteurs d'incertitude clés fournissent un cadre logique pour élaborer des scénarios vraiment distincts. Chaque quadrant représente une combinaison unique de résultats des deux facteurs d'incertitude clés.

Pour le présent rapport, nous avons décidé de nous concentrer sur deux scénarios – le scénario ***Pression de l'offre*** et le scénario ***Techno-vert*** – parce qu'ils offrent des perspectives fort divergentes mais plausibles de l'avenir. Il existe bien sûr beaucoup d'autres possibilités de scénarios, mais l'étude d'un grand nombre d'éventualités serait de valeur limitée. Les deux scénarios que nous avons retenus identifient les principales contraintes rattachées aux possibilités, soulignent ce à quoi nous pouvons raisonnablement nous attendre et mettent en évidence les principaux enjeux et les principales incertitudes.

Différences entre changement climatique et pollution atmosphérique

L'effet de serre est un phénomène naturel par lequel certains gaz dits « à effet de serre » (GES) présents dans l'atmosphère se trouvent à piéger l'énergie produite par le soleil. La communauté scientifique s'entend largement sur le fait que l'on assiste à un changement climatique en raison du réchauffement de la planète et que certaines activités humaines (comme l'utilisation de combustibles fossiles) contribuent au réchauffement par l'accélération de l'effet de serre. Le Protocole de Kyoto a ciblé plusieurs gaz à effet de serre, notamment le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4) et l'oxyde nitreux (N_2O), qui existent à l'état naturel. Les procédés industriels en libèrent aussi des quantités, en plus d'autres gaz qui ne sont pas d'origine naturelle tels les hydrofluorocarbones (HFC), les perfluorocarbones (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF_6), et qui eux aussi ont été ciblés pour en réduire les émissions. Généralement, les GES ne sont pas considérés comme des « polluants atmosphériques » réglementés.

Le gouvernement fédéral a exposé les moyens qu'il comptait prendre pour réaliser les objectifs du Canada en matière de changements climatiques et pour atteindre les cibles du Protocole de Kyoto dans un rapport publié en novembre 2002 et intitulé « Plan du Canada sur les changements climatiques » à la suite des consultations menées avec les gouvernements des provinces et des territoires, les municipalités, les représentants de l'industrie et les citoyens canadiens. En décembre 2002, le gouvernement canadien a annoncé qu'il ratifiait le Protocole de Kyoto lié à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Le Protocole de Kyoto établit des cibles contraignantes sur le plan juridique et des délais pour la réduction des gaz à effet de serre pour les pays industrialisés signataires de l'entente. En vertu de ce Protocole, le Canada s'est engagé à diminuer ses émissions de GES de 6 % au-dessous des niveaux de 1990 pendant la première période d'engagement qui court de 2008 à 2012.

La pollution atmosphérique se définit généralement comme étant la présence dans l'air de toute substance susceptible de nuire à notre santé et à la santé des plantes et des animaux ou de causer des dommages à la propriété ou à l'environnement. Ces substances sont en grande partie émises par l'activité humaine mais elles peuvent aussi être d'origine naturelle. Un grand nombre de contaminants, comme les particules, les carbures d'hydrogène et le dioxyde de soufre, contribue à la pollution atmosphérique, et même de faibles niveaux de concentration peuvent avoir des effets nuisibles. On estime que chaque année des milliers de personnes sont hospitalisées pour des complications respiratoires attribuables au smog urbain. Bien qu'elle soit plus concentrée en milieu urbain où la circulation automobile est intense, la pollution atmosphérique est une préoccupation pour tous les Canadiens car elle a une influence sur les forêts, les cultures, l'eau, le bétail et la faune dans bien des régions du pays.

Les rejets de polluants sont régis par les lois fédérales et provinciales et ils sont surveillés de près par plusieurs ministères. Plusieurs provinces et le gouvernement fédéral prennent des mesures sévères de longue haleine pour lutter contre la pollution atmosphérique, comme la restriction des niveaux de souffre dans l'essence.

2.0 Aperçu des scénarios

2.1. Pression de l'offre

Qu'entend-on par pression de l'offre?

Le scénario ***Pression de l'offre*** (PO) illustre un monde dans lequel la technologie se développe graduellement et où les Canadiens entreprennent des actions limitées sur l'environnement. Les grandes découvertes technologiques sur les sources d'énergie de remplacement demeurent toutefois hors de portée et les actions sur l'environnement se résument à des initiatives d'envergure locale. Le scénario PO a pour thèmes principaux la sécurité de l'offre énergétique à l'échelle du continent, d'une part, et la pression pour développer les sources d'énergie classiques connues, d'autre part. Cela s'avère nécessaire car les découvertes technologiques qui permettraient de développer des sources d'énergie non classiques ou de réduire sensiblement la consommation d'énergie restent à faire. Comme on ne peut pas compter sur des découvertes technologiques d'importance, les investissements sont axés sur la mise en valeur des sources de combustibles classiques à l'aide de technologies éprouvées. Même si les actions sur l'environnement ont une grande portée, les efforts pour accroître l'offre d'énergie sur le marché intérieur constituent une plus grande priorité. La demande énergétique continue d'augmenter dans le sens des tendances bien établies, l'efficacité énergétique s'accroît graduellement et les technologies nouvelles s'implantent graduellement.

Quelle pourrait être une voie possible pour la Pression de l'offre?

La hausse des prix de l'énergie au cours des dernières années a eu pour effet de sensibiliser davantage la population et le pouvoir politique aux enjeux énergétiques. Parfois, la croissance de la demande d'énergie pour alimenter l'économie dépasse la croissance de l'offre. Aussi les Nord-Américains sont-ils davantage préoccupés par la sécurité énergétique et par la capacité de satisfaire à la demande croissante d'énergie. Les gouvernements encouragent et mettent de l'avant des politiques destinées à favoriser la croissance de l'offre d'énergie en Amérique du Nord et ils prennent d'autres mesures pour réduire les effets de l'instabilité des prix. Parmi ces mesures, il y a les rabais consentis aux consommateurs pour compenser les hausses de prix, la diffusion d'information pour sensibiliser la population et les programmes volontaires visant à favoriser la conservation et à améliorer l'efficacité énergétique. Toutefois, sans une motivation économique pour centrer les politiques et financer les programmes gouvernementaux, l'attitude des consommateurs à l'égard de la consommation d'énergie demeure largement inchangée.

Demande d'énergie – Encore une ère de confort

Un des déterminants clés de ce scénario est la préférence des consommateurs pour le confort, les véhicules puissants et les gadgets électroniques. Dans ce contexte, la protection de l'environnement ne constitue pas une priorité pour la plupart des consommateurs, chez qui l'on observe une absence de volonté généralisée de payer plus cher pour des technologies de remplacement et des combustibles renouvelables ou

pour des produits qui procurent une meilleure efficacité énergétique.

L'économie nord-américaine connaît une croissance modeste tout au long de la période de projection. L'économie canadienne quant à elle affiche une croissance annuelle moyenne de 2,2 %, et la demande énergétique continue de croître partout en Amérique du Nord. Comme la population du Canada vieillit, la croissance économique amorce toutefois un ralentissement qui durera toute la période de projection. D'où une décélération de la croissance de la demande d'énergie à des taux bien inférieurs à ceux enregistrés dans les années 90 (mais légèrement supérieurs à ceux des années 80). Les gains d'efficacité énergétique ont eux aussi pour effet de ralentir la demande d'énergie, mais ils sont limités par le coût d'adaptation du parc de bâtiments actuel. La consommation d'énergie dans le secteur industriel croît plus lentement que le secteur industriel proprement dit, car une plus grande part de la production industrielle provient d'industries moins énergivores (comme le montage de voitures, l'équipement de transport ou la fabrication de matériel électronique et de communications).

La demande d'énergie pour le transport routier augmente plus lentement que dans les années 90. Le ralentissement de la croissance économique durant la dernière partie de la période de projection entraîne un ralentissement de la croissance dans le transport commercial. Toutefois, certaines tendances constatées dans les années 90 se poursuivent, savoir : la préférence des consommateurs pour de plus gros véhicules et la popularité grandissante des camions légers par rapport aux voitures. En général, les constructeurs automobiles continuent de miser sur le moteur à combustion interne, tributaire des produits pétroliers traditionnels, car la technologie de la plupart des produits de remplacement demeure coûteuse. Même si les véhicules électriques hybrides se joignent à l'offre de véhicules neufs au début de la période de projection, ils ne comptent que pour 5 % environ du parc de véhicules neufs en 2025. Les modestes améliorations apportées à l'économie de carburant toutes catégories de véhicules confondues se poursuivent pendant toute la période de projection à un rythme généralement supérieur à celui constaté dans les années 90 (à l'exception des petites voitures qui se sont améliorées considérablement dans les années 90). De plus, les consommateurs préfèrent toujours le confort et l'aspect pratique des véhicules particuliers.

Offre d'énergie – Accent sur les carburants et combustibles classiques

Offre de gaz naturel

Après des épisodes de resserrement de l'offre et de la demande et, partant, d'instabilité des prix du gaz naturel, le parc de plates-formes de forage en Amérique du Nord est fortement mis à contribution pour accroître la production. L'intensification des activités de forage permet de compenser la baisse de production des puits existants et de maintenir le niveau de production au Canada à un niveau constant pour plusieurs années. Au Canada et aux États-Unis, on observe un accès plus large aux terres pour fins de prospection et de forage. Aux États-Unis, on constate une meilleure offre en raison des forages exécutés dans de larges pans des Rocheuses et de l'Est du golfe du Mexique.

Le développement d'approvisionnements en gaz naturel non classique se poursuit au Canada afin d'ajouter à la production classique. Des projets pilotes destinés à produire du méthane de gisements houillers (MGH) sont mis de l'avant dans le BSOC à la suite de certains succès remportés. Plus tard, les producteurs maintiennent les niveaux de production de gaz naturel provenant du BSOC grâce aux succès de plusieurs projets de MGH. La production de MGH continue d'augmenter tout au long de la période de projection, mais ultérieurement la production de gaz naturel issue du BSOC commence à diminuer graduellement car la croissance de la production de MGH ne peut pas contrebalancer les baisses grandissantes des approvisionnements de gaz classique.

Au bout du compte, l'Amérique du Nord doit de plus en plus s'en remettre aux sources d'approvisionnements en gaz naturel au-delà de ses bassins vieillissants afin de répondre à la demande future. Les producteurs se tournent davantage vers les régions pionnières. La production issue de la Plate-forme Néo-Écossaise est augmentée; le gaz dissous tiré des gisements de pétrole appauvris au large des côtes de Terre-Neuve est livré au marché sous forme de gaz naturel comprimé (GNC). Un pipeline de la région du delta du Mackenzie est également mis en exploitation. Puis un pipeline de l'Alaska livre du gaz naturel aux 48 États continentaux. Le gaz naturel de l'Alaska est livré par les réseaux de gazoducs existants, pour une utilisation accrue de ces réseaux. Bien qu'il s'agisse d'un projet d'importance, le gaz naturel de

l'Alaska ne répond qu'à une petite portion de la demande croissante des États-Unis.

L'expansion des installations de production de gaz naturel liquéfié (GNL), jumelée à la construction de nouveaux terminaux dans le golfe du Mexique, aux Bahamas et au Mexique, constitue un apport important à l'offre de gaz naturel des États-Unis. Dans le passé, le GNL a servi à l'écrêtement des pointes mais il est de plus en plus considéré comme une composante critique afin de faire contrepoids au resserrement des approvisionnements de gaz auquel on s'attend en Amérique du Nord. De plus, d'autres projets de GNL ont été proposés en Amérique du Nord, notamment celui de Canaport, qui serait situé à Saint-Jean, au Nouveau- Brunswick. L'instigateur en est la Irving Oil Ltd., et il aurait une capacité de livraison de 500 10^6pi^3/j (14,2 10^6m^3/j). Ce serait le premier terminal de GNL au Canada.

En 2025, la production canadienne de gaz naturel classique issue du BSOC a brusquement diminué. Le gaz naturel du Nord et de la côte Est, jumelé à une hausse de l'offre de MGH et de GNL, ne peut pas compenser la baisse de production des bassins vieillissants.

Offre de pétrole

Dans le scénario PO, la production intérieure de pétrole brut aux États-Unis poursuit sa tendance vers le bas amorcée depuis longtemps en dépit de l'approbation de forages dans des régions jusque-là interdites d'exploitation. Cependant, le même scénario prévoit une expansion importante de l'offre de pétrole au Canada.

Dotées d'énormes dépôts de bitume récupérable, les régions de l'Alberta riches en sables bitumineux connaissent une expansion de leurs installations et un développement de nouvelles opérations de valorisation et d'exploitation à ciel ouvert. On assiste à une augmentation marquée du bitume brut enrichi ou synthétique à partir des sables bitumineux. De plus, une production supplémentaire de bitume brut in situ vient s'ajouter grâce à l'expansion des projets existants et à l'adjonction de nouveaux projets de drainage par gravité au moyen de la vapeur (DGMV). Avant fin 2025, la production dérivée des sables bitumineux aura quintuplé par rapport à 2000.

Gaz naturel liquéfié (GNL)

Le gaz naturel liquéfié est simplement du gaz naturel refroidi à une température d'environ -160 °C (-260 °F) à la pression atmosphérique, ce qui provoque sa condensation et le fait passer de l'état gazeux à l'état liquide. Cela réduit sensiblement le volume du gaz; on peut donc en transporter de grandes quantités par bateau, le décharger et le stocker de manière efficace et économique aux terminaux destinataires. Pour répondre aux besoins du marché, le GNL est ensuite regazéifié puis livré par gazoduc.

La technologie du GNL existe depuis quatre décennies, mais les récentes améliorations apportées au procédé de liquéfaction, combinées avec des coûts de transport à la baisse, ont eu pour effet de réduire de 50 % depuis vingt ans les coûts des approvisionnements. D'après les analystes du secteur, le GNL est maintenant concurrentiel dans certains marchés de la côte Est nord-américaine à un prix d'environ 3,50 $US par 10^6Btu. Outre la compétitivité accrue du GNL, les réserves de gaz sous-utilisées, qui se chiffrent à quelque 4 000 10^{12}pi^3 dans le monde, font du GNL une option d'approvisionnement intéressante en Amérique pour satisfaire les besoins de l'Amérique du Nord.

Aujourd'hui, on compte trois usines en activité aux États-Unis : la plus occupée est celle de la Southern Union à Lake Charles, en Louisiane, et les deux autres sont celle de Tractebel à Everett, au Massachusetts, et le terminal d'El Paso Corporation à Elba Island, en Géorgie. Dominion Energy prévoit rouvrir un quatrième terminal aux États-Unis à Cove Point, au Maryland, avant fin 2003. Les importations de GNL aux États-Unis ont plus que décuplé depuis 1995, pour atteindre 228 10^9pi^3 (6,5 10^9m^3/j) en 2002. Cependant, ce volume ne représente que le quart de la capacité totale acheminée par les trois terminaux en activité, qui est d'environ 2,5 10^9pi^3/j (71 10^6m^3/j).

l'Alaska ne repond qu'a une petite portion de la demande croissante des Etats-Unis.

L'expansion des installations de production de gaz naturel liquefie (GNL), jumelee a la construction de nouveaux terminaux dans le golfe du Mexique, aux Bahamas et au Mexique, constitue un apport important a l'offre de gaz naturel des Etats-Unis. Dans le passe, le GNL a servi a l'ecretement des pointes mais il est de plus en plus considere comme une composante critique afin de faire contrepoids au resserrement des approvisionnements de gaz auquel on s'attend en Amerique du Nord. De plus, d'autres projets de GNL ont ete proposes en Amerique du Nord, notamment celui de Canaport, qui serait situe a Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick. L'instigateur en est la Irving Oil Ltd., et il aurait une capacite de livraison de 500 10^6 pi^3/j (14,2 10^6 m^3/j). Ce serait le premier terminal de GNL au Canada.

En 2025, la production canadienne de gaz naturel classique issue du BSOC a brusquement diminue. Le gaz naturel du Nord et de la cote Est, jumele a une hausse de l'offre de MGH et de GNL, ne peut pas compenser la baisse de production des bassins vieillissants.

Offre de pétrole

Dans le scenario PO, la production interieure de petrole brut aux Etats-Unis poursuit sa tendance vers le bas amorcee depuis longtemps en depit de l'approbation de forages dans des regions jusque-la interdites d'exploitation. Cependant, le même scenario prevoit une expansion importante de l'offre de petrole au Canada.

Dotees d'enormes depots de bitume recuperable, les regions de l'Alberta riches en sables bitumineux connaissent une expansion de leurs installations et un developpement de nouvelles operations de valorisation et d'exploitation a ciel ouvert. On assiste a une augmentation marquee du bitume brut enrichi ou synthetique a partir des sables bitumineux. De plus, une production supplementaire de bitume brut in situ vient s'ajouter grâce a l'expansion des projets existants et a l'adjonction de nouveaux projets de drainage par gravite au moyen de la vapeur (DGMV). Avant fin 2025, la production derivee des sables bitumineux aura quintuple par rapport a 2000.

Gaz naturel liquéfié (GNL)

Le gaz naturel liquefie est simplement du gaz naturel refroidi à une température d'environ -160 °C (-260 °F) à la pression atmosphérique, ce qui provoque sa condensation et le fait passer de l'état gazeux à l'état liquide. Cela réduit sensiblement le volume du gaz; on peut donc en transporter de grandes quantités par bateau, le décharger et le stocker de manière efficace et économique aux terminaux destinataires. Pour répondre aux besoins du marché, le GNL est ensuite regazéifié puis livré par gazoduc.

La technologie du GNL existe depuis quatre décennies, mais les récentes améliorations apportées au procédé de liquéfaction, combinées avec des coûts de transport à la baisse, ont eu pour effet de réduire de 50 % depuis vingt ans les coûts des approvisionnements. D'après les analystes du secteur, le GNL est maintenant concurrentiel dans certains marchés de la côte Est nord-américaine à un prix d'environ 3,50 $US par 10^6Btu. Outre la compétitivité accrue du GNL, les réserves de gaz sous-utilisées, qui se chiffrent à quelque 4 000 10^{12}pi^3 dans le monde, font du GNL une option d'approvisionnement intéressante en Amérique pour satisfaire les besoins de l'Amérique du Nord.

Aujourd'hui, on compte trois usines en activité aux États-Unis : la plus occupée est celle de la Southern Union à Lake Charles, en Louisiane, et les deux autres sont celle de Tractebel à Everett, au Massachusetts, et le terminal d'El Paso Corporation à Elba Island, en Géorgie. Dominion Energy prévoit rouvrir un quatrième terminal aux États-Unis à Cove Point, au Maryland, avant fin 2003. Les importations de GNL aux États-Unis ont plus que décuplé depuis 1995, pour atteindre 228 10^9pi^3 (6,5 10^9m^3/j) en 2002. Cependant, ce volume ne représente que le quart de la capacité totale acheminée par les trois terminaux en activité, qui est d'environ 2,5 10^9pi^3/j (71 10^6m^3/j).

La production de brut léger classique dans le BSOC poursuit également son déclin amorcé depuis longtemps. En revanche, la production de brut lourd classique poursuit sa légère tendance vers le haut, surtout à la faveur des techniques de récupération améliorée et du forage intercalaire concentré dans les gisements de pétrole lourd. La production de pétrole lourd classique finit par baisser. En 2025, le brut léger et le brut lourd classiques comptent à eux deux pour seulement 10 % du total de la production pétrolière canadienne.

La production pétrolière en régions pionnières se développe, d'abord au large des côtes de Terre-Neuve avec les champs pétrolifères White Rose et Hebron. Par la suite, un autre champ aux dimensions du champ Terra Nova auquel s'ajoutent plusieurs champs satellites plus petits lance sa production aux larges de la côte Est. Après plusieurs années de production à des taux élevés, la production pétrolière en mer se met à diminuer.

En 2025, la production pétrolière canadienne s'est stabilisée alors que la production américaine n'a fait que diminuer tout au long de la période. L'Amérique du Nord compte donc de plus en plus sur les importations de pétrole.

Offre de liquides de gaz naturel

Le condensat de gaz naturel est la source traditionnelle du diluant (employé pour être mélangé à du bitume in situ et à du pétrole lourd afin de les rendre transportables par gazoduc). Au début du scénario PO, le condensat de gaz naturel se fait déjà rare et le pétrole brut synthétique est de plus en plus employé comme diluant.

L'offre d'éthane a tendance à suivre la baisse de l'offre de gaz naturel classique du BSOC. De légères augmentations de l'offre (provoquées par l'agrandissement d'installations de chevauchement et par l'augmentation de l'offre d'éthane non classique issu des effluents gazeux des sables bitumineux) accroissent toutefois la production et permettent de ralentir la baisse. Cette offre est complétée par la mise en service d'un gazoduc en provenance du delta du Mackenzie. Puis, au milieu de la période de projection, la baisse de production de gaz naturel classique dans le BSOC entraîne une pénurie d'éthane. Pour améliorer l'exploitation des usines d'éthylène en Alberta, il sera nécessaire d'avoir accès à l'éthane de l'Alaska ou à des sources d'approvisionnement non classiques ou aux charges de remplacement. Au Canada atlantique, on ne parvient pas à atteindre un volume d'éthane rentable pour en soutenir l'extraction. C'est pourquoi l'éthane sera laissé dans le flux gazeux, de sorte qu'il y aura peu de chance qu'une industrie pétrochimique s'y développe.

Offre d'électricité

Les producteurs d'électricité continuent de miser principalement sur les technologies classiques pour répondre à la demande intérieure croissante, alors que les technologies de remplacement et les combustibles renouvelables demeurent généralement non rentables.

La production au gaz naturel se développe en raison des investissements de capitaux relativement faibles qu'elle nécessite, de la courte durée des travaux de construction et de son efficacité accrue. La croissance de la production au gaz naturel s'observe surtout en Alberta grâce aux projets de plus en plus nombreux d'exploitation des sables bitumineux et du bitume in situ. Toutefois, au Canada et aux États-Unis, la baisse de la production de gaz naturel classique alliée à l'absence d'une infrastructure suffisante dans certaines régions peut causer des problèmes de fiabilité.

Les abondantes ressources de charbon un peu partout en Amérique du Nord constituent une option intéressante pour la production d'électricité, particulièrement à long terme, à mesure que diminuent les approvisionnements en gaz naturel classique. Aux prises avec des coûts plus élevés, les producteurs de l'Ontario, par exemple, optent pour un accroissement de la production de charbon de préférence au gaz naturel pour satisfaire la demande future. De même, l'utilisation du charbon s'intensifie en Alberta, en Saskatchewan et dans le Midwest américain et refait surface dans d'autres marchés ayant un accès économique aux approvisionnements en charbon.

L'énergie hydraulique continue d'être la principale source de production électrique au Canada avec la mise en œuvre de quatre nouveaux projets à grande échelle. En 2025, l'hydroélectricité représente encore près de la moitié de toute la production canadienne malgré la croissance rapide de la production au gaz naturel et la hausse de la production au charbon, selon le scénario.

Le nucléaire contribue toujours pour beaucoup à la production d'électricité en Amérique du Nord. Bien qu'on ne dénombre pas de nouvelles installations, de nombreuses

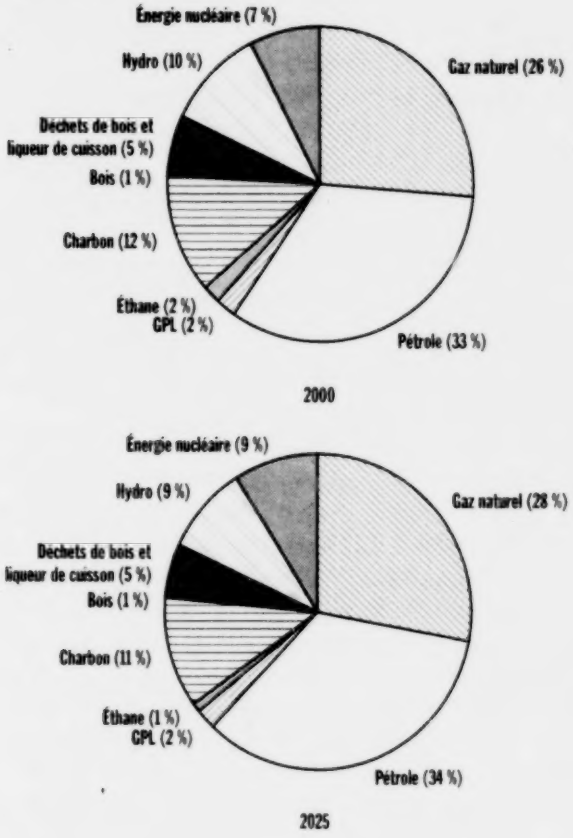
centrales entreprennent des programmes de prolongement de vie, notamment en Ontario, au Nouveau-Brunswick et au Québec, facilités en cela par les nouvelles politiques régissant l'élimination des déchets radioactifs.

Sans des améliorations suffisantes apportées à la technologie pour réduire les coûts, les technologies de remplacement et les combustibles renouvelables ne réussissent pas à se développer de manière appréciable.

Résumé

À la fin de la période de projection, la demande totale d'énergie atteint 16 247 PJ. Même si la composition des principaux combustibles n'a pas véritablement changé, les utilisateurs d'énergie comptent davantage sur le pétrole et le charbon pour satisfaire leurs besoins en énergie. Le pétrole continue de jouer le rôle dominant dans la composition des combustibles au Canada, comptant pour environ le tiers de notre consommation d'énergie (figure 2.1).

Figure 2.1 Répartition des combustibles primaires – 2000 c. 2025



2.2 Techno-vert

Qu'entend-on par Techno-vert?

Le scénario ***Techno-vert*** (TV) se caractérise par un monde où la technologie évolue plus rapidement. Les Canadiens entreprennent un large éventail d'actions sur l'environnement. Il a pour thème principal les préoccupations croissantes de la population au sujet de l'environnement et, par ricochet, un parti-pris pour des produits écologiques et des combustibles et carburants plus propres. Les consommateurs sont disposés à payer davantage pour ces produits et ils tiennent compte à la fois des coûts financiers et des coûts environnementaux avant d'acheter. L'État subventionne les programmes de recherche et de développement, tout en faisant confiance aux solutions déterminées par le marché. Les nouvelles découvertes et les améliorations technologiques – les « pratiques exemplaires » – se traduisent par une diversification des sources d'énergie et des rendements énergétiques supérieurs. Les nouvelles technologies permettent de produire des biens et services et d'en assurer la prestation de manière non seulement plus efficace mais aussi plus rentable. Consommateurs et producteurs adoptent les nouveaux produits et équipements issus de ces nouvelles technologies. L'injection à grande échelle de nouveaux capitaux et de nouveaux produits favorise une plus grande productivité dans tous les secteurs grâce au rythme plus rapide des améliorations technologiques. Par conséquent, ce scénario génère une croissance économique supérieure à celle du scénario PO.

Quelle pourrait être une voie possible pour le scénario Techno-vert?

Le scénario TV traduit les préoccupations croissantes des Nord-Américains au sujet de la dégradation de l'environnement, des risques potentiels pour la santé et de la qualité de la vie. C'est pourquoi ils demandent des carburants et combustibles plus propres et plus efficaces et une plus grande responsabilisation des entreprises. Lorsqu'ils comparent les diverses options énergétiques, les consommateurs ne tiennent pas seulement compte du coût du produit, mais aussi d'autres facteurs comme les coûts des soins de santé liés à la pollution atmosphérique ou les dommages causés à l'environnement. Ils réclament donc des sources d'énergie plus propres et ils sont prêts à payer plus en contrepartie d'avantages environnementaux.

Améliorations technologiques rapides et baisse de la demande d'énergie

Les améliorations technologiques et même les nouvelles technologies ont permis une plus grande diversification de nos sources d'énergie et une plus grande efficacité énergétique. L'économie nord-américaine profite des améliorations et connaît une croissance soutenue et durable. La diffusion rapide des nouvelles technologies permet d'utiliser plus efficacement les ressources dans la production et la prestation de biens et services que l'économie représentée dans le scénario PO. Tous les secteurs de l'économie, dont celui de l'énergie, deviennent donc plus efficaces (c.-à-d. qu'ils utilisent moins de ressources par unité de PIB). Au Canada, l'économie connaît une croissance vigoureuse à un taux annuel moyen de 2,7 %, ce qui permet d'autres investissements dans la technologie et l'environnement. On observe une hausse correspondante de la demande d'énergie, en particulier dans le secteur industriel, pour satisfaire les grands marchés d'exportation de matières premières et de produits manufacturés. La demande de consommation canadienne augmente elle aussi en raison d'une croissance rapide du revenu personnel disponible. Même si l'économie du scénario TV est plus vigoureuse que celle du scénario PO à la fin de la période de projection, la demande d'énergie totale est plus faible.

La demande d'énergie augmente tout au long de la période, mais à un rythme plus lent, à mesure que les gains d'efficacité freinent l'effet de la hausse de la demande provoquée par la croissance économique. À la fin de la période de projection, l'économie canadienne a presque doublé par rapport à 2000, mais la consommation d'énergie ne s'est accrue que du tiers environ. L'acceptation par la population en général du principe de la responsabilité à l'égard de l'environnement permet aux gouvernements de tous les niveaux de promouvoir la conservation, la technologie et l'amélioration des normes régissant l'habitation et la construction. Ces nouvelles normes prescrivent non seulement une meilleure efficacité thermique pour les bâtiments et les électroménagers, mais également une meilleure conception où l'on mise sur un éclairage et un chauffage plus passifs et une technologie intelligente pour contrôler la consommation selon l'occupation des lieux et le moment de la journée. Ces gains sont complétés par des modèles de bâtiments et une esthétique urbaine innovateurs qui favorisent l'efficacité énergétique. Les matériaux de construction qui produisent de l'électricité, comme les panneaux solaires, sont utilisés dans certains créneaux de marché. Les systèmes combinés force-chaleur sont disponibles commercialement et gagnent la faveur du secteur public pour illustrer les progrès de l'efficacité énergétique.

En réponse aux préoccupations de la population à l'égard de l'environnement, des gouvernements d'un peu partout dans le monde, dont ceux du Canada et des États-Unis, entreprennent des actions musclées sur l'environnement. La coopération internationale permet la mise en œuvre d'un cadre politique visant les sociétés multinationales. L'attitude des gouvernements et des consommateurs à l'égard des émissions et de la pollution aide à accélérer l'amélioration de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel.

Les entreprises et finalement l'économie toute entière tirent profit de la hausse des rendements et des bénéfices tirés des investissements dans des technologies plus productives et moins énergivores. Avec la hausse de leurs investissements et de leur rentabilité pour devenir « plus vertes », les entreprises commencent un peu partout à adopter des pratiques commerciales qui améliorent leur bénéfice net à trois niveaux.

Une bonne part des réductions les plus importantes de la demande d'énergie découle des améliorations technologiques et des nouvelles technologies associées au transport routier et aux carburants de transport. En 2025, les véhicules ont une autre allure que ceux d'aujourd'hui et ils fonctionnement différemment. La plupart d'entre eux fonctionnent à l'essence mais le secteur des transports se met de plus en plus au diesel et aux carburants de remplacement. Les combustibles moins polluants deviennent plus facilement disponibles et l'on observe une utilisation accrue des biocarburants au début de la période de projection. L'application de technologies de pointe, tels le réglage de distribution variable et l'injection directe de carburant, améliore le rendement global des carburants. En ce qui concerne les moteurs à combustion interne fonctionnant à l'essence ou au diesel, la réduction de poids et les améliorations apportées au moteur, à la transmission et à l'aérodynamisme sont autant de facteurs qui bonifient le produit. De plus, l'introduction des véhicules électriques hybrides et des véhicules à pile combustible dans certains marchés à créneaux et sur une petite échelle améliorerait de façon marquée l'efficacité du parc de véhicules. À la fin de la période, les véhicules

électriques hybrides et les véhicules à pile combustible commencent à remplacer le moteur à combustion interne dans les parcs de messageries et de taxis.

Offre d'énergie – Utilisation des technologies et de combustibles plus propres

Offre de gaz naturel

Grâce à l'amélioration constante des technologies en amont, les approvisionnements en gaz naturel peuvent suivre la cadence de l'augmentation de la demande. Il est dès lors possible de forer des puits de gaz naturel plus rapidement et de réduire les coûts de la prospection; ainsi, l'industrie peut exploiter des gisements de gaz naturel de plus en plus petits. La baisse anticipée de la production de gaz naturel classique est par conséquent reportée.

La production de méthane de gisements houillers (MGH) se révèle un succès commercial et elle s'accroît à mesure que la technologie gagne en popularité. Comme la production de gaz naturel classique finit par diminuer, les producteurs délaissent les gisements de gaz naturel au profit du MGH, ce qui explique l'augmentation constante de la production de MGH.

Les régions pionnières apportent un surcroît d'approvisionnements en gaz naturel, à quoi il faut ajouter les découvertes au large de la côte Est, un gazoduc en provenance de Terre-Neuve et un autre en provenance du delta du Mackenzie. Pour compléter ces approvisionnements et répondre à la demande grandissante, une usine de GNL est construite dans l'Est du Canada. Plus tard, la production de gaz naturel s'intensifie dans les régions pionnières pour répondre à la hausse de la demande. Dans le Nord, on lance la production dans la mer de Beaufort. Les progrès réalisés au niveau du forage dans d'autres régions nordiques ont permis aux producteurs de forer plus longtemps et plus rapidement et, en même temps, de réduire la superficie occupée. Dans l'ensemble, la capacité de livraison de gaz au Canada augmente pour passer de 17 10^9 pi^3/j (482 $10^6 m^3/j$) à 19 $10^9 pi^3/j$ (538 $10^6 m^3/j$) en 2015.

Véhicule à pile à combustible (VPC)

Les piles à combustible créent de l'électricité par l'action d'un procédé électrochimique qui combine hydrogène et oxygène. Le véhicule est mû par l'électricité créée au moyen de ce procédé. Tous les constructeurs automobiles ont fait des recherches et mis au point un type de VPC. D'après plusieurs d'entre eux, on devrait assister à une commercialisation tous azimuts de ces véhicules d'ici la fin de la présente décennie. On s'entend généralement pour dire qu'ils investiront d'abord le marché des parcs de véhicules. C'est le meilleur moyen, selon eux, d'obtenir de réels débouchés à travers le monde. Cela permet de pousser encore davantage le raffinement des VPC et de gagner du temps pour résoudre le problème du plein d'hydrogène et/ou de méthanol.

Quelques obstacles à la pénétration du marché :

- **Prix élevé par rapport à la voiture conventionnelle**
- **Dimensions et poids du VPC, des réservoirs à hydrogène et des reformeurs**
- **Infrastructure de production/distribution d'hydrogène ou de méthanol – les deux principaux carburants candidats pour le plein de ces véhicules**
- **Problèmes de disponibilité des pièces de rechange et de mécaniciens dûment formés**
- **Problèmes de sécurité liés au stockage de l'hydrogène et du méthanol**
- **Coûts plus élevés du carburant par rapport à l'essence**
- **Rendement du VPC par températures froides**

électriques hybrides et les véhicules à pile combustible commencent à remplacer le moteur à combustion interne dans les parcs de messageries et de taxis.

Offre d'énergie – Utilisation des technologies et de combustibles plus propres

Offre de gaz naturel

Grâce à l'amélioration constante des technologies en amont, les approvisionnements en gaz naturel peuvent suivre la cadence de l'augmentation de la demande. Il est dès lors possible de forer des puits de gaz naturel plus rapidement et de réduire les coûts de la prospection; ainsi, l'industrie peut exploiter des gisements de gaz naturel de plus en plus petits. La baisse anticipée de la production de gaz naturel classique est par conséquent reportée.

La production de méthane de gisements houillers (MGH) se révèle un succès commercial et elle s'accroît à mesure que la technologie gagne en popularité. Comme la production de gaz naturel classique finit par diminuer, les producteurs délaissent les gisements de gaz naturel au profit du MGH, ce qui explique l'augmentation constante de la production de MGH.

Les régions pionnières apportent un surcroît d'approvisionnements en gaz naturel, à quoi il faut ajouter les découvertes au large de la côte Est, un gazoduc en provenance de Terre-Neuve et un autre en provenance du delta du Mackenzie. Pour compléter ces approvisionnements et répondre à la demande grandissante, une usine de GNL est construite dans l'Est du Canada. Plus tard, la production de gaz naturel s'intensifie dans les régions pionnières pour répondre à la hausse de la demande. Dans le Nord, on lance la production dans la mer de Beaufort. Les progrès réalisés au niveau du forage dans d'autres régions nordiques ont permis aux producteurs de forer plus longtemps et plus rapidement et, en même temps, de réduire la superficie occupée. Dans l'ensemble, la capacité de livraison de gaz au Canada augmente pour passer de 17 10⁹ pi³/j (482 10⁶ m³/j) à 19 10⁹ pi³/j (538 10⁶ m³/j) en 2015.

Véhicule à pile à combustible (VPC)

Les piles à combustible créent de l'électricité par l'action d'un procédé électrochimique qui combine hydrogène et oxygène. Le véhicule est mû par l'électricité créée au moyen de ce procédé. Tous les constructeurs automobiles ont fait des recherches et mis au point un type de VPC. D'après plusieurs d'entre eux, on devrait assister à une commercialisation tous azimuts de ces véhicules d'ici la fin de la présente décennie. On s'entend généralement pour dire qu'ils investiront d'abord le marché des parcs de véhicules. C'est le meilleur moyen, selon eux, d'obtenir de réels débouchés à travers le monde. Cela permet de pousser encore davantage le raffinement des VPC et de gagner du temps pour résoudre le problème du plein d'hydrogène et/ou de méthanol.

Quelques obstacles à la pénétration du marché :

- Prix élevé par rapport à la voiture conventionnelle
- Dimensions et poids du VPC, des réservoirs à hydrogène et des reformeurs
- Infrastructure de production/distribution d'hydrogène ou de méthanol – les deux principaux carburants candidats pour le plein de ces véhicules
- Problèmes de disponibilité des pièces de rechange et de mécaniciens dûment formés
- Problèmes de sécurité liés au stockage de l'hydrogène et du méthanol
- Coûts plus élevés du carburant par rapport à l'essence
- Rendement du VPC par températures froides

Offre de pétrole

La production de pétrole léger classique continue de diminuer en Amérique du Nord mais plus tard, les technologies de pointe permettent une application plus large du forage horizontal et l'utilisation de techniques de récupération améliorée, comme l'injection de CO_2 par exemple, ce qui permet de ralentir la chute du brut léger classique; on observe par ailleurs une amélioration des taux de production.

La tendance à la hausse de la production de brut lourd classique s'essouffle au début de la décennie en raison de contrôles environnementaux plus rigoureux. L'augmentation des coûts liés à l'environnement et la hausse des écarts entre le prix du léger et celui du lourd découragent le développement de la production.

Au début, plusieurs projets d'exploitation des sables bitumineux sont retardés, voire annulés, en raison des préoccupations croissantes au sujet des coûts liés à l'environnement. Pour parer au problème des effets cumulatifs du développement des sables bitumineux sur l'environnement, des règlements sont mis en place afin de les limiter à la région. Ceux qui sont à l'origine des projets de mise en valeur des sables bitumineux et du pétrole lourd classique examinent les options susceptibles de réduire au minimum l'emploi du gaz naturel comme source de combustible, telle la gazéification du bitume ou l'extraction à la vapeur de solvant (technologie VAPEX). Avec l'avènement de nouvelles technologies rentables destinées à répondre aux normes environnementales plus sévères, les projets d'expansion des sables bitumineux reprennent.

Les producteurs de pétrole du Canada peuvent recourir à la technologie pour accélérer la production tout en respectant les nouvelles normes environnementales. Au cours de la période de projection, malgré la chute de production du pétrole classique dans le BSOC, la production de pétrole s'accroît globalement de 60 %, alors que la production dérivée des sables bitumineux quadruple.

Offre de liquides de gaz naturel

Comme dans le scénario PO, l'offre d'éthane suit la baisse de l'offre de gaz naturel classique dans le BSOC. Toutefois, les légères augmentations de l'offre d'éthane au début de la période de projection améliorent la production et aident à stabiliser le rythme de la baisse. Cette offre vient s'ajouter à la mise en service d'un gazoduc en provenance du delta du Mackenzie. Plus tard, vers le milieu de la période, on assiste à une pénurie, mais qui est moins prononcée que dans le scénario PO.

Offre d'électricité

L'énergie hydraulique continue d'être la source première de production électrique au Canada avec la mise en chantier de quatre nouveaux projets hydroélectriques à grande échelle. L'expérience acquise avec les petites centrales électriques, conjuguée avec les nouvelles percées technologiques dans le domaines des turbines et des génératrices de petites dimensions, favorise l'expansion des petites installations hydroélectriques dans la plupart des provinces.

À court terme, on mise davantage sur la production au gaz naturel, pour ses propriétés de combustion propre et pour la rapidité avec laquelle on peut mettre en place les installations de production. À long terme toutefois, la nouvelle production hydroélectrique provient de la gazéification intégrée à cycle combiné (GICC) et des centrales nucléaires qui remplacent les centrales au charbon classiques.

L'accélération des investissements dans la recherche conduit au développement de technologies de remplacement et de combustibles renouvelables. En 2025, les combustibles renouvelables (l'éolien, la biomasse et les petites centrales hydroélectriques) représentent 10 % de la production d'électricité au Canada.

De nouvelles centrales nucléaires dotées d'un réacteur CANDU avancé sont implantées sur le site des centrales existantes car les progrès de la technologie en matière de sécurité et d'élimination des déchets font en sorte que la population accepte plus volontiers leur présence.

Dans le scénario TV, aucune nouvelle usine de charbon classique n'est construite après 2010. La production de charbon selon le procédé GICC devient toutefois plus concurrentielle sur le plan des coûts et les vieilles centrales au charbon sont ainsi remplacées, principalement en Alberta et en Ontario. De nouvelles centrales sont construites en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. La technologie du charbon épuré, dont la GICC est un exemple, a permis au charbon de demeurer dans la composition globale des combustibles.

Les usines fonctionnant au procédé GICC sont des candidates idéales pour l'adoption de la technologie de la séquestration du carbone vu que les gaz d'échappement de ces usines sont riches en CO_2 et n'émettent pas d'autres polluants, tels les oxydes de soufre et les oxydes d'azote.

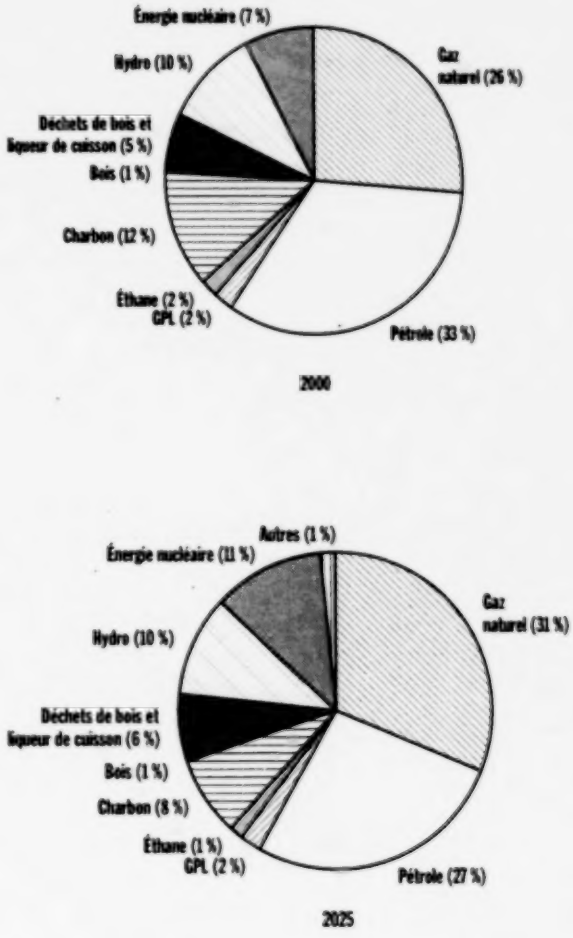
Résumé

On a observé, sur un horizon d'un quart de siècle, de légers changements dans le paysage de la demande d'énergie au Canada grâce aux efforts appliqués consentis pour accroître l'efficacité énergétique, laquelle a entraîné une baisse globale de l'intensité énergétique. Malgré la hausse de l'efficacité énergétique, la demande d'énergie au Canada a continué d'augmenter pour se situer à 14 742 PJ en 2025, en raison des contraintes structurelles sur la manière dont l'énergie est utilisée au Canada.

Les combustibles traditionnels conservent une place importante en 2025 mais le germe du changement a été semé alors que la consommation d'énergie en Amérique du Nord et en particulier au Canada progresse en direction d'une utilisation de combustibles plus propres et d'une utilisation plus propre et/ou plus efficace des combustibles traditionnels.

Les technologies de remplacement et les combustibles renouvelables ont affiché une croissance impressionnante, avec un taux de croissance annuel moyen de 10 % environ sur la période de projection, mais leur contribution à l'ensemble de l'offre de combustibles représente en 2025 une petite partie de la demande totale d'énergie. Toutefois, l'avènement de ces nouveaux combustibles permet d'en faire un usage plus grand à plus long terme (figure 2.2).

Figure 2.2 Répartition des combustibles primaires – 2000 c. 2025



3.0 Hypothèses : facteurs macroéconomiques et prix de l'énergie

3.1 Hypothèses macroéconomiques

Les projections de la croissance économique sont, dans les deux scénarios, un élément essentiel de la formulation des perspectives de l'offre et de la demande d'énergie. L'analyse des principaux facteurs et hypothèses économiques et de leurs effets potentiels est à la base de ces projections économiques. Celles-ci proposent des perspectives et énoncent les différentes hypothèses fondamentales, par région et par secteur, en ce qui concerne les principaux facteurs qui déterminent la demande d'énergie. Les tendances démographiques, telles que la croissance de la population, le revenu personnel et la formation des ménages, jouent un rôle crucial.

Informetrica Limited a établi les perspectives macroéconomiques à partir des scénarios élaborés par l'Office. Le tableau 3.1 indique les principaux indicateurs économiques qui sous-tendent les perspectives des deux scénarios.

Tableau 3.1 Principaux indicateurs économiques – Canada (variation annuelle moyenne en pourcentage)

		2001-2010		2011-2020		2021-2030	
	1990-00	PO	TV	PO	TV	PO	TV
PIB réel	2,6 %	2,7 %	2,9 %	2,1 %	2,6 %	1,4 %	2,5 %
Inflation (IPC)	2,0 %	1,9 %	1,9 %	2,0 %	2,0 %	2,1 %	2,4 %
Taux de change réel*	0,87	0,64	0,66	0,74	0,74	0,84	0,79
Population	1,0 %	0,8 %	0,8 %	0,6 %	0,6 %	0,4 %	0,4 %
Ménages	1,6 %	1,3 %	1,3 %	1,1 %	1,1 %	1,0 %	0,9 %
Revenu disponible réel des ménages	-0,7 %	1,2 %	1,6 %	0,7 %	1,4 %	0,5 %	0,8 %
Productivité du travail	1,4 %	1,3 %	1,5 %	1,3 %	1,7 %	1,4 %	2,1 %

* fin de période
Source : Informetrica, janvier 2002 et mars 2003

3.0 Hypothèses : facteurs macroéconomiques et prix de l'énergie

3.1 Hypothèses macroéconomiques

Les projections de la croissance économique sont, dans les deux scénarios, un élément essentiel de la formulation des perspectives de l'offre et de la demande d'énergie. L'analyse des principaux facteurs et hypothèses économiques et de leurs effets potentiels est à la base de ces projections économiques. Celles-ci proposent des perspectives et énoncent les différentes hypothèses fondamentales, par région et par secteur, en ce qui concerne les principaux facteurs qui déterminent la demande d'énergie. Les tendances démographiques, telles que la croissance de la population, le revenu personnel et la formation des ménages, jouent un rôle crucial.

Informetrica Limited a établi les perspectives macroéconomiques à partir des scénarios élaborés par l'Office. Le tableau 3.1 indique les principaux indicateurs économiques qui sous-tendent les perspectives des deux scénarios.

Tableau 3.1 Principaux indicateurs économiques – Canada (variation annuelle moyenne en pourcentage)

		2001-2010		2011-2020		2021-2025	
	1990-00	PO	TV	PO	TV	PO	TV
PIB réel	2,6 %	2,7 %	2,9 %	2,1 %	2,6 %	1,4 %	2,5 %
Inflation (IPC)	2,0 %	1,9 %	1,9 %	2,0 %	2,0 %	2,1 %	2,4 %
Taux de change réel*	0,87	0,64	0,66	0,74	0,74	0,84	0,79
Population	1,0 %	0,8 %	0,8 %	0,6 %	0,6 %	0,4 %	0,4 %
Ménages	1,6 %	1,3 %	1,3 %	1,1 %	1,1 %	1,0 %	0,9 %
Revenu disponible réel des ménages	-0,7 %	1,2 %	1,6 %	0,7 %	1,4 %	0,5 %	0,8 %
Productivité du travail	1,4 %	1,3 %	1,5 %	1,3 %	1,7 %	1,4 %	2,1 %

* fin de période
Source : Informetrica, janvier 2002 et mars 2003

La population est un facteur clé à considérer pour établir les projections de la croissance économique. Les mêmes perspectives démographiques ont été utilisées pour les deux scénarios. Les provinces qui connaissent la croissance démographique la plus rapide connaîtront la croissance économique la plus rapide. Les projections démographiques sont le reflet de la politique actuelle du Canada en matière d'immigration, dont on présume qu'elle ne changera pas au cours de la période de projection pour les deux scénarios. On estime que les niveaux d'immigration resteront stables à 250 000 immigrants par an à partir de 2001 alors que les niveaux d'émigration équivaudront à environ 30 % de ce chiffre, pour une immigration nette d'environ 174 000 personnes.

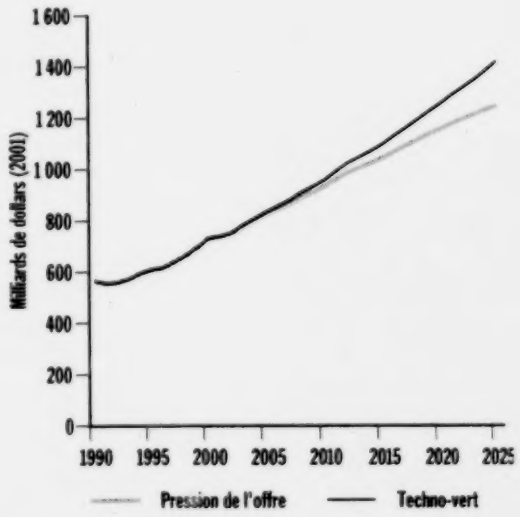
On s'attend que la croissance de la population ralentira considérablement pendant la période de projection. La croissance des ménages elle aussi ralentira, mais elle se poursuivra pour atteindre à peu près le double du taux de croissance de la population. D'après les tendances démographiques, on assistera à une hausse de l'âge moyen de la population. Au cours de la présente décennie, le taux de participation à la vie active[1] variera peu, si ce n'est que pour augmenter légèrement.

Dans le scénario PO, alors que les baby-boomers commencent à prendre leur retraite, le taux de participation diminue pour passer de 66 % à 64,5 % environ. L'effet de cette diminution est contrebalancé par l'hypothèse d'une hausse modérée de la productivité du travail.

Avec la croissance de l'économie, le revenu des particuliers augmente – même après correction pour l'inflation – et les ménages ont plus d'argent à dépenser. Cependant, la consommation chute dans la dernière partie de la période de projection à cause du vieillissement de la population et parce que les gens commencent à épargner en prévision de leur retraite. La population âgée a davantage recours aux services, tels les soins de santé, et elle a besoin de moins de biens, comme de grandes maisons neuves ou des articles à prix élevés, de sorte que la demande passe du secteur des biens à celui des services. Le secteur des services affiche des niveaux de productivité inférieurs à ceux du secteur des biens.

Dans le scénario PO, le produit intérieur brut (PIB) augmente de 2,2 % par an entre 2000 et 2025 (figure 3.1). Le tableau 3.1 montre que le taux de croissance est plus élevé au cours de la première décennie et qu'il ralentit par la suite à mesure que la population vieillissante réduit sa demande. Le dollar canadien devrait s'apprécier par rapport au dollar américain. L'inflation est freinée à moyen et long terme, même si l'on observe certaines pressions les dernières années alors que le taux de chômage s'approche de 3 %.

Figure 3.1 Produit intérieur brut du Canada



Dans le scénario TV, les nouvelles technologies se développeront à un rythme plus rapide et leur influence s'étendra à tous les secteurs de l'économie car celles qui auront été développées dans un domaine seront adaptées et utilisées dans d'autres, y compris les secteurs de l'offre et de la demande d'énergie. Les nouvelles technologies ont également pour effet d'abaisser les coûts de tout un ensemble de produits. En conséquence, les perspectives établies pour le scénario TV donnent un tableau d'une économie à la croissance plus rapide.

[1] La portion de la population qui a un emploi ou qui est à la recherche d'un emploi.

Par ailleurs, dans le scénario TV, les Canadiens semblent faire plus d'efforts pour trouver des solutions écologiques, notamment pour mettre au point des méthodes de production améliorées. Certains efforts porteront sur l'adjonction de technologies à haut rendement énergétique au stock de capital.

Dans le scénario TV, comme les nouvelles technologies se développent à un rythme plus rapide, les Canadiens peuvent mettre davantage l'accent sur la formation et l'éducation. Une population plus scolarisée est plus susceptible de travailler, et plus longtemps; en bout de ligne, on devrait donc assister à une hausse modeste de l'offre de main-d'œuvre. Dans ce scénario, le taux de participation augmente légèrement pour passer de 66 % à 66,7 % en 2025.

Mettre au point des méthodes de production améliorées exige également des entreprises qu'elles accroissent leurs investissements. Comme les investissements dans l'économie en général augmentent, particulièrement dans les nouveaux équipements et les types d'équipement qui utilisent plus de ressources (par exemple, l'équipement électronique ou motorisé pourrait remplacer le travail manuel). Cet effet est cumulatif, particulièrement après 2010, et s'ajoute au stock de capital. L'augmentation du stock de capital a également pour effet d'améliorer la productivité du travail. Dans le scénario TV, les gains de productivité entraînent de meilleurs résultats chez les entreprises, qui se trouvent avoir plus d'argent pour réinvestir. Les entreprises augmentent en outre les paiements de dividendes versés aux ménages, de sorte que le revenu disponible réel en 2025 est d'environ 12 % plus élevé dans le scénario TV que dans le scénario PO.

En raison de la diffusion rapide des technologies nouvelles, l'économie, dans le scénario TV, utilise les ressources avec plus d'efficacité lorsqu'elle produit des biens et services et en assure la prestation que dans le scénario PO. Tous les secteurs de l'économie, y compris celui de l'énergie, gagnent en efficacité et utilisent moins de ressources par unité de PIB produite.

Dans le scénario TV, la croissance économique moyenne du Canada entre 2000 et 2025 est de 2,7 % par an, avec des variations considérables entre les provinces, reflet de la structure économique de chaque province. Ces variations d'une province à l'autre se rencontrent également dans le scénario PO, même si la croissance moyenne par province affiche un taux plus modéré de 2,2 %.

Ces projections traduisent des tendances à long terme, guidées par le principe d'une croissance économique potentielle. La croissance peut être plus élevée ou moins élevée que le taux prévu à un moment donné de la période, en raison de certains facteurs, comme les cycles économiques.

Tableau 3.2 Taux de croissance économique par région (variation annuelle moyenne en pourcentage)

		PO	TV
Terre-Neuve	**1,3 %**	**2,5 %**	**2,8 %**
Île-du-Prince-Édouard	**2,7 %**	**1,5 %**	**1,8 %**
Nouvelle-Écosse	**1,9 %**	**1,7 %**	**2,0 %**
Nouveau-Brunswick	**2,2 %**	**1,7 %**	**2,0 %**
Québec	**2,2 %**	**2,2 %**	**2,6 %**
Ontario	**3,1 %**	**2,4 %**	**2,9 %**
Manitoba	**2,1 %**	**2,0 %**	**2,3 %**
Saskatchewan	**2,4 %**	**1,8 %**	**2,2 %**
Alberta	**3,3 %**	**2,3 %**	**2,9 %**
Colombie-Britannique et Territoires	**2,5 %**	**2,1 %**	**2,5 %**

Par ailleurs, dans le scénario TV, les Canadiens semblent faire plus d'efforts pour trouver des solutions écologiques, notamment pour mettre au point des méthodes de production améliorées. Certains efforts porteront sur l'adjonction de technologies à haut rendement énergétique au stock de capital.

Dans le scénario TV, comme les nouvelles technologies se développent à un rythme plus rapide, les Canadiens peuvent mettre davantage l'accent sur la formation et l'éducation. Une population plus scolarisée est plus susceptible de travailler, et plus longtemps, en bout de ligne, on devrait donc assister à une hausse modeste de l'offre de main-d'œuvre. Dans ce scénario, le taux de participation augmente légèrement pour passer de 66 % à 66,7 % en 2025.

Mettre au point des méthodes de production améliorées exige également des entreprises qu'elles accroissent leurs investissements. Comme les investissements dans l'économie en général augmentent, particulièrement dans les nouveaux équipements et les types d'équipement qui utilisent plus de ressources (par exemple, l'équipement électronique ou motorisé pourrait remplacer le travail manuel). Cet effet est cumulatif, particulièrement après 2010, et s'ajoute au stock de capital. L'augmentation du stock de capital a également pour effet d'améliorer la productivité du travail. Dans le scénario TV, les gains de productivité entraînent de meilleurs résultats chez les entreprises, qui se trouvent avoir plus d'argent pour réinvestir. Les entreprises augmentent en outre les paiements de dividendes versés aux ménages, de sorte que le revenu disponible réel en 2025 est d'environ 12 % plus élevé dans le scénario TV que dans le scénario PO.

En raison de la diffusion rapide des technologies nouvelles, l'économie, dans le scénario TV, utilise les ressources avec plus d'efficacité lorsqu'elle produit des biens et services et en assure la prestation que dans le scénario PO. Tous les secteurs de l'économie, y compris celui de l'énergie, gagnent en efficacité et utilisent moins de ressources par unité de PIB produite.

Dans le scénario TV, la croissance économique moyenne du Canada entre 2000 et 2025 est de 2,7 % par an, avec des variations considérables entre les provinces, reflet de la structure économique de chaque province. Ces variations d'une province à l'autre se rencontrent également dans le scénario PO, même si la croissance moyenne par province affiche un taux plus modéré de 2,2 %.

Ces projections traduisent des tendances à long terme, guidées par le principe d'une croissance économique potentielle. La croissance peut être plus élevée ou moins élevée que le taux prévu à un moment donné de la période, en raison de certains facteurs, comme les cycles économiques.

Tableau 3.2 Taux de croissance économique par région (variation annuelle moyenne en pourcentage)

	1990-2000	2000-2025	
		PO	TV
Terre-Neuve	1,3 %	2,5 %	2,8 %
Île-du-Prince-Édouard	2,7 %	1,5 %	1,8 %
Nouvelle-Écosse	1,9 %	1,7 %	2,0 %
Nouveau-Brunswick	2,2 %	1,7 %	2,0 %
Québec	2,2 %	2,2 %	2,6 %
Ontario	3,1 %	2,4 %	2,9 %
Manitoba	2,1 %	2,0 %	2,3 %
Saskatchewan	2,4 %	1,8 %	2,2 %
Alberta	3,3 %	2,3 %	2,9 %
Colombie-Britannique et Territoires	2,5 %	2,1 %	2,5 %

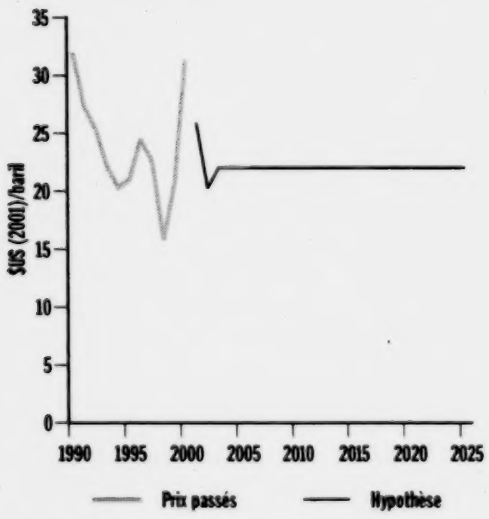
3.2. Hypothèses sur les prix de l'énergie

Prix du pétrole

Dans les deux scénarios, on suppose que le pétrole coûte 22 $US le baril (West Texas Intermediate, ou WTI, en dollars américains de 2001) pendant la période de projection (figure 3.2). Essentiellement, cela signifie que les approvisionnements mondiaux en pétrole seront suffisants à ce prix pour répondre aux hausses de la demande. Les prix canadiens reflètent le prix WTI rajusté en fonction du transport, de la qualité et du taux de change. Les coûts de transport, les marges de distribution et les taxes ont été maintenus aux niveaux de 2000. Même si l'on présume que le prix du pétrole stagnera, bien des facteurs (politiques de l'OPEP, perturbations de l'offre, croissance économique, etc.) pourraient déstabiliser les prix du pétrole pendant la période de projection.

Le prix différentiel entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd est défini comme étant le prix du léger (indice Edmonton Par Light) minoré du prix du lourd (Hardisty). Dans le scénario PO, le différentiel maintient sa moyenne pendant la dernière décennie, à 5,50 $US le baril, alors que dans le scénario TV il augmente régulièrement pour atteindre une moyenne de 7,50 $US le baril.

Figure 3.2 Prix du pétrole West Texas Intermediate



Prix du gaz naturel

Comme on peut utiliser différents combustibles dérivés du pétrole brut et du gaz naturel pour répondre à la demande, les combustibles sont en concurrence, en particulier dans certains marchés régionaux clés des États-Unis. En conséquence, le prix du gaz naturel s'aligne généralement sur ceux du mazout lourd dans ces marchés. La capacité du marché de s'adapter et de passer d'un combustible à l'autre est limitée, de sorte que ce rapport de prix ne tient plus lorsqu'il y a une variation importante dans l'offre ou la demande de l'un ou l'autre combustible.

Dans les deux scénarios, le gaz naturel et le mazout dérivé du pétrole brut continuent de se faire concurrence, particulièrement le mazout lourd à faible teneur en souffre (moins de 1 %) et le mazout léger. Dans le passé, lorsque le gaz naturel était relativement abondant ou que le mazout était rare, les prix du gaz naturel étaient égaux ou inférieurs au prix du mazout lourd, de 60 à 80 % environ du prix du pétrole brut. Inversement, lorsque l'offre de gaz naturel était rare, le prix relatif du gaz naturel augmentait, voire dépassait, celui du mazout léger. Par exemple, le prix du gaz naturel était d'environ 20 % supérieur au prix du pétrole brut durant l'hiver 2000-2001.

La concurrence entre les combustibles se poursuivra dans les deux scénarios PO et TV. Dans les deux scénarios, l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel est considéré comme étant plus serré (par rapport aux périodes d'abondance passées). Le scénario PO suppose un rapport de prix gaz naturel/pétrole brut de 0,83, qui atteint 0,9 au cours de la période de projection (c.-à-d. de 2,92 $US [de 2001] en 2002 à 3,58 $US [de 2001]). Dans le scénario TV, pour des raisons d'ordre environnemental, on note une préférence plus marquée pour le gaz naturel et le mazout moins polluant. Nous supposons que le prix du gaz naturel atteint la parité avec le pétrole brut (4,05 $US [de 2001]) en 2010. La figure 3.3 montre que nous supposons des prix plus élevés pour le gaz naturel dans les deux scénarios que durant la dernière décennie. Les coûts de transport, les marges de distribution et les taxes ont été maintenus aux niveaux de 2000 pour extrapoler les prix payés par les utilisateurs finals.

Figure 3.3 Prix du gaz naturel NYMEX au carrefour Henry

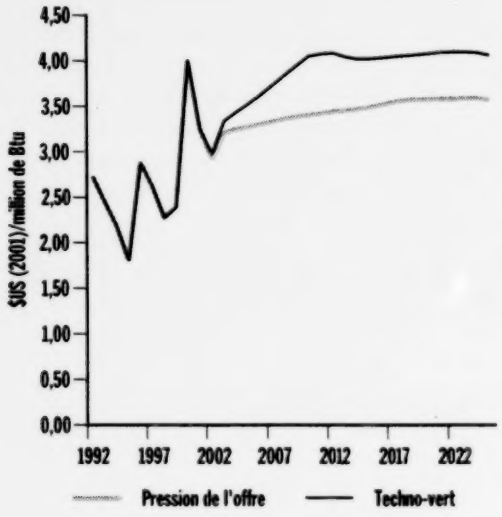
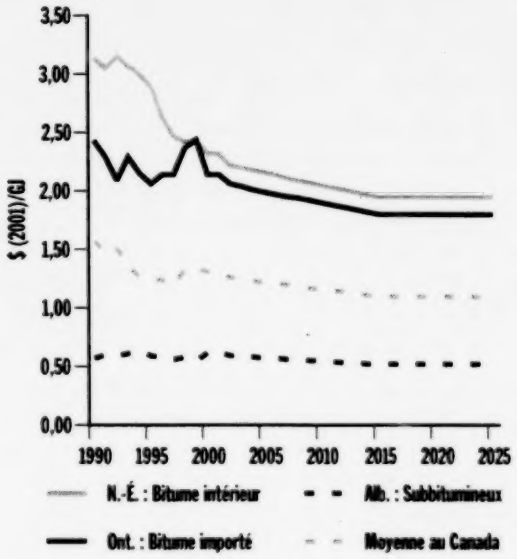


Figure 3.4 Prix du charbon – Services d'électricité au Canada



Prix du charbon

Les prix du charbon sont déterminés par la dynamique de l'offre et de la demande dans un marché international concurrentiel. Au cours des quinze à vingt dernières années, les fusions dans le secteur des mines et celui des chemins de fer, conjuguées avec les améliorations technologiques, ont augmenté l'efficacité et diminué les coûts de transport. Dans ce contexte, les prix du charbon au Canada et aux États-Unis ont diminué de 2 à 4 % par an. On suppose que l'amélioration de l'efficacité se poursuivra. Dans les deux scénarios, les prix du charbon diminuent de 1 % par an jusqu'à 2015, puis se maintiennent à ces niveaux jusqu'à 2025 (figure 3.4).

Prix de l'électricité

Les prix de l'électricité demeurent réglementés dans la plupart des provinces. Même si l'Alberta et l'Ontario ont introduit la concurrence dans le marché de détail, d'autres provinces ont soit une concurrence limitée, soit aucune concurrence du tout. Les deux scénarios supposent le maintien des politiques actuellement en vigueur dans les provinces.

Les écarts de prix entre les provinces subsistent, principalement à cause de la différence de coûts des ressources employées dans la production, particulièrement lorsque l'on compare les provinces riches en hydroélectricité avec celles tributaires principalement de la production thermique. Ces écarts pourraient être réduits dans la mesure où les entreprises d'électricité (ou les commercialisateurs) peuvent réduire les coûts de l'énergie en acquérant de l'électricité à faible coût des provinces voisines.

En général, les prix de l'électricité sont plus élevés dans le scénario TV que dans le scénario PO, en raison du coût relativement plus élevé de la production d'électricité au gaz naturel dans le scénario TV.

3.3 Principaux facteurs d'incertitude

Technologie

Ce qui distingue principalement les deux scénarios, c'est le rythme du développement technologique et son incidence sur l'économie. Le scénario TV suppose que les nouvelles technologies évolueront à un rythme plus rapide et auront pour effet d'augmenter la productivité et la croissance économique. Nous avons également supposé que les nouvelles technologies et leur influence s'étendront à tous les secteurs de l'économie et feront diminuer le coût de tout un ensemble de produits. Le rythme et l'ampleur du phénomène demeurent toutefois très incertains. D'autres facteurs, comme les récessions économiques, les événements géopolitiques ou les actions entreprises pour parer aux préoccupations au sujet de l'environnement, pourraient influer sur la croissance économique du Canada au cours de la période de projection.

Taux de participation

La population vieillissante a elle aussi une influence considérable sur la croissance économique et la demande d'énergie. Les projections démographiques sont les mêmes dans les deux scénarios; toutefois, dans le scénario PO, la population vieillissante contribue à l'abaissement de la croissance au sein de la population active. Comme la productivité ne devrait pas augmenter de beaucoup dans ce scénario, la croissance économique ralentit. Et comme la génération du baby-boom approche de la retraite, la portion de la population de plus de 65 ans grimpe brusquement à partir de 2010. On pourrait assister à une pénurie de travailleurs et, par ricochet, à des variations du marché. Par exemple, la pénurie de main-d'œuvre pourrait entraîner une hausse des salaires, notamment dans le cas des travailleurs qualifiés ou d'expérience. Certains travailleurs admissibles à la retraite pourraient continuer de travailler pour profiter des salaires plus élevés, freinant ainsi la baisse de la main-d'œuvre. Une telle situation pourrait également se produire dans le scénario TV, dans une certaine mesure. Si toutefois elle se produisait aussi dans le scénario PO, la croissance économique pourrait être plus élevée que prévu.

Changements culturels

La population va vieillir, mais on ne sait pas si les habitudes des consommateurs âgés seront différentes de celles des plus jeunes. D'où les incertitudes au sujet de la croissance économique, comme le nombre et le type de véhicules neufs achetés et la demande pour des maisons à logements multiples par rapport aux habitations unifamiliales.

4.0 Demande d'énergie au Canada

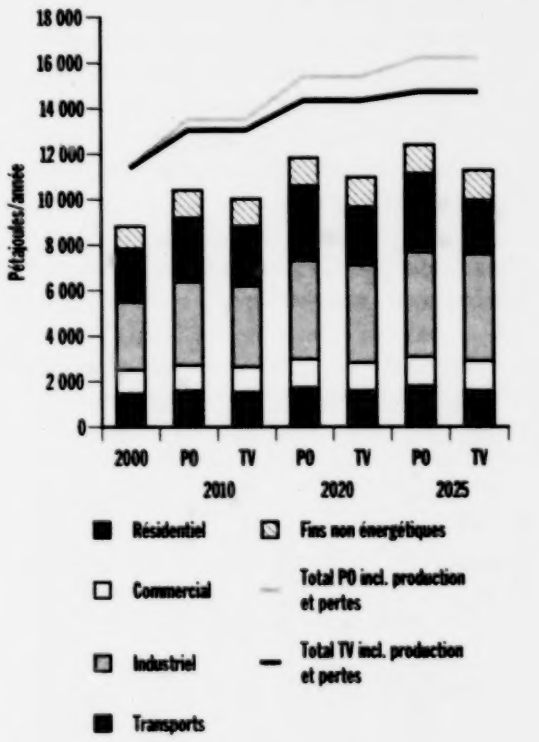
4.1 Demande totale d'énergie au Canada

La demande d'énergie au Canada est induite par trois grands facteurs : la population, ainsi que la taille et la croissance de l'économie. Le nombre d'habitants influera directement sur les besoins énergétiques des secteurs de l'habitation, des transports et des services. La structure de l'économie et son taux de croissance ont une incidence sur la demande d'énergie de plusieurs industries, du secteur des transports commerciaux ainsi que d'autres secteurs d'utilisation finale. La demande d'énergie est aussi influencée par les caractéristiques démographiques et l'innovation technologique. La présente section traite de la demande totale d'énergie au Canada, chacun des secteurs d'utilisation finale étant abordé de façon détaillée par la suite. Une des limitations de cette analyse vient du fait que les besoins en énergie pour la production de l'éthanol, du méthanol ou de l'hydrogène ne sont pas comptabilisés. Il s'ensuit que la demande totale d'énergie est sous-estimée.

Le secteur industriel et celui des transports sont à l'heure actuelle les principaux utilisateurs finals et absorbent respectivement 26 % et 21 % de la demande globale (figure 4.1).

Bien que la demande progresse dans sous les secteurs selon les deux scénarios, les plus fortes hausses seront enregistrées dans le secteur industriel. La progression de la demande est nettement moins forte d'après le scénario TV que suivant le scénario PO, notamment dans le secteur des transports.

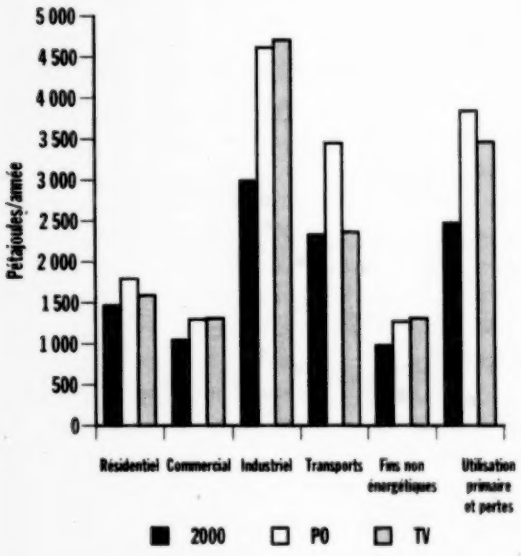
Figure 4.1 Demande totale d'énergie au Canada par secteur



D'ici 2025, la demande totale d'énergie, selon le scénario TV, est de 9 % plus basse que dans le scénario PO. La plus forte croissance économique du scénario TV se trouve contrebalancée par des mesures de conservation, une amélioration de la technologie et des changements structurels dans les secteurs consommateurs. Dans les deux scénarios, on constate une amélioration spectaculaire de l'intensité énergétique : environ 30 % de moins qu'actuellement dans le scénario TV, et environ 15 % de moins dans le scénario PO.

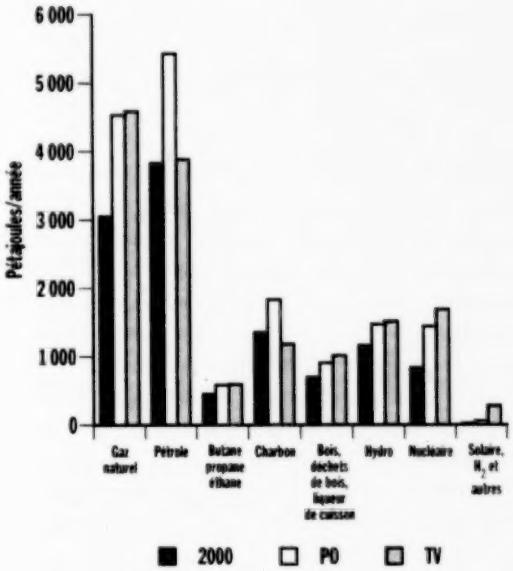
Dans la plupart des cas, l'évolution technologique liée à la consommation ou aux types de combustibles sera tributaire de l'infrastructure, laquelle limitera l'ampleur et le rythme des changements dans chacun des secteurs. Les utilisateurs finals qui sont en mesure de recourir à des combustibles de remplacement ou ceux qui disposent d'une infrastructure aisément adaptable sont susceptibles de se tourner plus rapidement vers de nouvelles sources de combustibles. En ce qui concerne les autres consommateurs, de coûteuses modifications de leurs infrastructures risquent d'être nécessaires, d'où une évolution plus graduelle.

Figure 4.2 Demande d'énergie au Canada – Données passées et projections



Le besoin global en énergie augmentera selon les deux scénarios; toutefois, le taux de progression sera nettement en deçà du taux de croissance de l'économie canadienne. Dans l'ensemble, la demande totale d'énergie en 2025 sera supérieure de 33 % selon le scénario TV et de 46 % selon le scénario PO, par rapport au niveau de l'année 2000. La demande totale d'énergie augmentera annuellement d'environ 1,4 % dans le scénario PO et d'environ 1,0 % dans le scénario TV. En revanche, on prévoit que le PIB annuel moyen progressera de 2,2 % selon le scénario PO et de 2,7 % selon le scénario TV (figure 4.2).

Figure 4.3 Demande d'énergie par type de combustible – Données passées et projections



La grande différence entre les deux scénarios vient du choix de combustible utilisé (figure 4.3). Le scénario PO privilégie les ressources existantes de combustibles classiques pour satisfaire la demande d'énergie du Canada et pour assurer la sécurité énergétique. La baisse de l'offre de gaz naturel classique du BSOC se solde par une plus grande dépendance à l'égard des autres types de combustibles fossiles tels que le charbon ou le pétrole. Le plus lent progrès technologique prévu dans le scénario PO freine le taux de développement et d'utilisation des combustibles de remplacement.

Dans le scénario TV, une plus grande sensibilisation écologique et de nouvelles mesures en faveur de la protection de l'environnement orientent les choix futurs de combustibles vers le gaz naturel, l'énergie hydraulique, le nucléaire ou d'autres types d'énergie. L'innovation technologique améliore l'intérêt économique des énergies

de remplacement et des combustibles renouvelables. Les combustibles fossiles restent toutefois une source clé d'énergie dans les deux scénarios, en dépit de l'émergence et de l'application de technologies et de combustibles de remplacement.

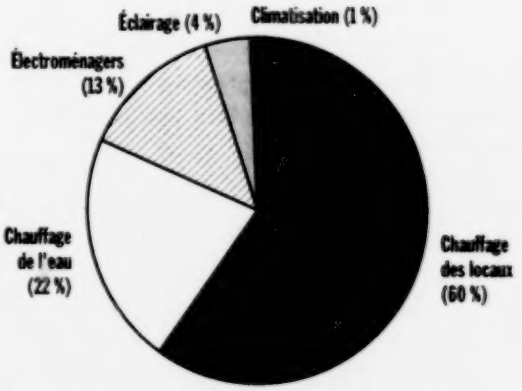
Tableau 4.1 Changement annuel moyen en pourcentage

	[illegible]	[illegible]	[illegible]
PIB canadien	2,7 %	2,2 %	2,7 %
Ménages	1,6 %	1,2 %	1,1 %
Intensité énergétique	-0,8 %	-1,2 %	-1,6 %
Demande d'énergie	1,9 %	1,4 %	1,0 %

4.2 Demande d'énergie dans le secteur résidentiel au Canada

La demande d'énergie résidentielle est surtout induite par le chauffage des locaux ou de l'eau, qui représente quelque 80 % du total de l'énergie consommée dans ce secteur (figure 4.4). Les autres grands pôles de consommation sont l'éclairage et le fonctionnement des appareils ménagers et autres équipements. La croissance progresse avec la population et dépend du nombre de ménages ou de l'énergie qu'ils consomment. Comme ces facteurs sont pratiquement égaux dans les deux scénarios, les variations de la demande refléteront les différences d'efficacité des logements et des équipements, et les variations de l'intensité énergétique.

Figure 4.4 Demande d'énergie – Secteur résidentiel en 2000 par utilisation finale



La variable la plus significative influant sur l'intensité énergétique des ménages, quel que soit le scénario envisagé, n'est pas la technologie. Un grand nombre de technologies peu gourmandes d'énergie, qui sont des options économiques, sont disponibles de nos jours. Certains grands immeubles résidentiels ou commerciaux utilisent, par exemple, des systèmes de chauffage centralisés (partagés). L'énergie solaire et d'autres sources d'énergies de remplacement peuvent servir à la production de l'eau chaude pour usage domestique. L'incitation à prendre des mesures pour mettre en œuvre ces technologies susceptibles de modifier les modes de comportement des ménages et la cadence à laquelle elles sont appliquées sont les facteurs décisifs. Par ailleurs, il s'avère généralement plus facile et moins coûteux d'utiliser de l'équipement neuf et performant dans les nouvelles installations que de moderniser l'équipement en place. En conséquence, la cadence du changement est limitée par le nombre de nouvelles constructions et le remplacement du parc de logements et d'équipements existants.

Les deux scénarios prennent pour hypothèse que les logements de l'avenir seront plus efficaces que les habitations actuelles. Le scénario TV présuppose un plus grand nombre d'innovations en matière de normes se rapportant à l'habitat et aux équipements, une amélioration de la technologie et des efforts plus vigoureux de la part des consommateurs pour réduire leur consommation que ce n'est le cas dans le scénario PO. Les nouvelles habitations seront, respectivement, de 10 à 40 % plus efficaces que les logements neufs disponibles aujourd'hui selon les scénarios PO et TV. Cette amélioration spectaculaire de l'efficacité énergétique

de remplacement et des combustibles renouvelables. Les combustibles fossiles restent toutefois une source clé d'énergie dans les deux scénarios, en dépit de l'émergence et de l'application de technologies et de combustibles de remplacement.

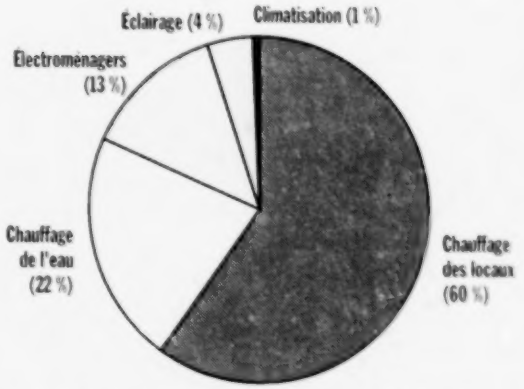
Tableau 4.1 Changement annuel moyen en pourcentage

	1990-2000	PO	TV
PIB canadien	2,7 %	2,2 %	2,7 %
Ménages	1,6 %	1,2 %	1,1 %
Intensité énergétique	-0,8 %	-1,2 %	-1,6 %
Demande d'énergie	1,9 %	1,4 %	1,0 %

4.2 Demande d'énergie dans le secteur résidentiel au Canada

La demande d'énergie résidentielle est surtout induite par le chauffage des locaux ou de l'eau, qui représente quelque 80 % du total de l'énergie consommée dans ce secteur (figure 4.4). Les autres grands pôles de consommation sont l'éclairage et le fonctionnement des appareils ménagers et autres équipements. La croissance progresse avec la population et dépend du nombre de ménages ou de l'énergie qu'ils consomment. Comme ces facteurs sont pratiquement égaux dans les deux scénarios, les variations de la demande refléteront les différences d'efficacité des logements et des équipements, et les variations de l'intensité énergétique.

Figure 4.4 Demande d'énergie – Secteur résidentiel en 2000 par utilisation finale

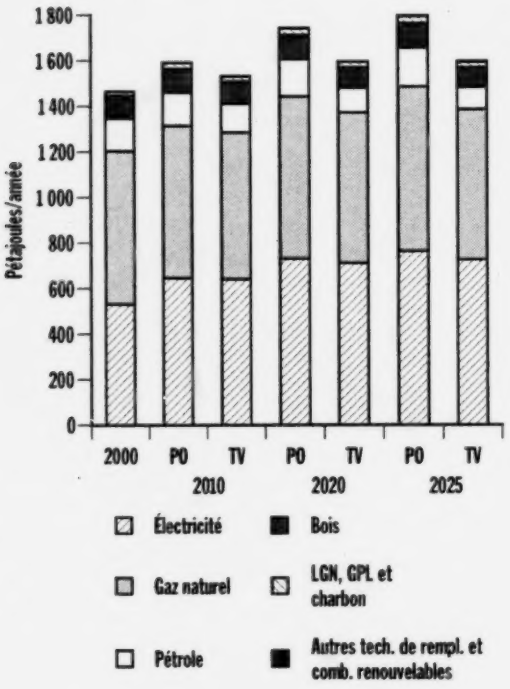


La variable la plus significative influant sur l'intensité énergétique des ménages, quel que soit le scénario envisagé, n'est pas la technologie. Un grand nombre de technologies peu gourmandes d'énergie, qui sont des options économiques, sont disponibles de nos jours. Certains grands immeubles résidentiels ou commerciaux utilisent, par exemple, des systèmes de chauffage centralisés (partagés). L'énergie solaire et d'autres sources d'énergies de remplacement peuvent servir à la production de l'eau chaude pour usage domestique. L'incitation à prendre des mesures pour mettre en œuvre ces technologies susceptibles de modifier les modes de comportement des ménages et la cadence à laquelle elles sont appliquées sont les facteurs décisifs. Par ailleurs, il s'avère généralement plus facile et moins coûteux d'utiliser de l'équipement neuf et performant dans les nouvelles installations que de moderniser l'équipement en place. En conséquence, la cadence du changement est limitée par le nombre de nouvelles constructions et le remplacement du parc de logements et d'équipements existants.

Les deux scénarios prennent pour hypothèse que les logements de l'avenir seront plus efficaces que les habitations actuelles. Le scénario TV présuppose un plus grand nombre d'innovations en matière de normes se rapportant à l'habitat et aux équipements, une amélioration de la technologie et des efforts plus vigoureux de la part des consommateurs pour réduire leur consommation que ce n'est le cas dans le scénario PO. Les nouvelles habitations seront, respectivement, de 10 à 40 % plus efficaces que les logements neufs disponibles aujourd'hui selon les scénarios PO et TV. Cette amélioration spectaculaire de l'efficacité énergétique

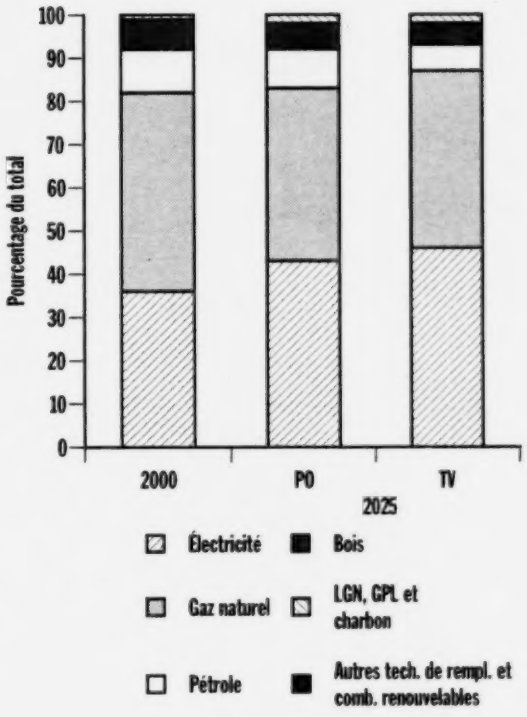
s'applique, toutefois, uniquement aux nouvelles habitations, qui représentent environ 1 % de l'ensemble des habitations construites par an. En conséquence, cet impact reste limité.

Figure 4.5 Demande d'énergie projetée – Secteur résidentiel (excluant le diesel pour la machinerie agricole)



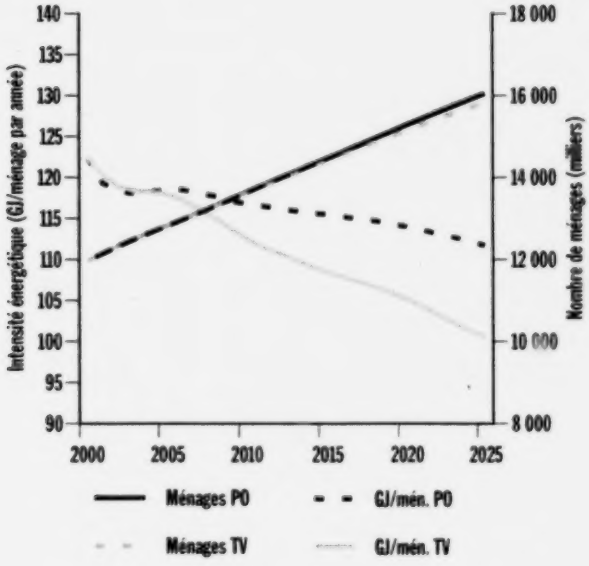
À l'avenir, le changement de comportement des consommateurs, l'amélioration des habitations existantes et la plus grande efficacité des nouveaux logements concourront à bonifier l'intensité énergétique moyenne des ménages canadiens (figure 4.7). Toutefois, ces améliorations se trouvent contrebalancées par l'accroissement de la demande d'énergie (principalement l'électricité pour les petits appareils) induite par la plus grande aisance des consommateurs. Les nouvelles technologies et les modernisations sont efficaces, mais elles sont freinées par la cadence de construction des logements neufs et la lenteur de remplacement des équipements. On s'attend cependant, dans les deux scénarios, à ce que l'intensité énergétique globale dans le secteur résidentiel progresse, d'environ 9 % dans le scénario PO et d'environ 18 % dans l'autre scénario.

Figure 4.6 Part de marché des combustibles – Secteur résidentiel



Dans l'un et l'autre scénario, la modernisation des logements et des équipements, ainsi que le remplacement du parc actuel, se font à une cadence plus rapide que par le passé. Dans le scénario PO, ce phénomène est attribué à une plus grande instabilité des prix, générée par un resserrement des bilans énergétiques. Toutefois, le remplacement du parc et les modernisations sont plus importants dans le scénario TV, par suite de normes de construction et de critères écologiques plus rigoureux, de mesures d'incitation gouvernementales, ainsi que d'une meilleure exploitation de la technologie qui entraîne l'adoption d'options de consommation plus efficaces, par exemple dans le cas des appareils électroménagers.

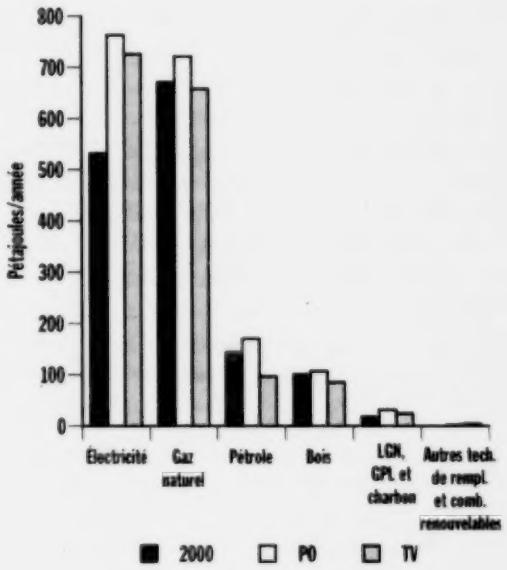
Figure 4.7 Intensité énergétique projetée – Secteur résidentiel



Le choix d'un combustible demeurera fortement influencé par sa disponibilité régionale et par l'existence d'infrastructures locales pour en assurer la distribution. La demande croissante d'électricité et l'amélioration constante du rendement thermique des logements et des chaudières laissent croire que l'électricité se taillera une part relativement plus importante de la demande de combustibles résidentiels.

Dans le secteur résidentiel, un glissement plus marqué vers l'électricité, le gaz naturel et d'autres types d'énergies de remplacement (par exemple, solaire) est signalé dans le scénario TV (figure 4.8). Cette tendance est toutefois limitée par l'horizon de projetcion retenu, et elle est plus nette dans le domaine des nouveaux développements ou des nouveaux accès aux combustibles non traditionnels. La pénétration du gaz naturel au Canada atlantique dépend aussi de l'offre, qui varie d'un scénario à l'autre.

Figure 4.8 Demande d'énergie – Secteur résidentiel par type de combustible



Dans les deux scénarios, on prévoit un recours plus massif aux technologies de remplacement ainsi qu'aux combustibles renouvelables. Le bois va demeurer la principale source de combustible, allant jusqu'à représenter 18 % de la consommation d'énergie résidentielle dans certaines régions. À titre de comparaison, malgré une hausse anticipée substantielle, le recours à l'énergie solaire ne représentera qu'un maigre 1 % du total de la demande résidentielle.

4.3 Demande d'énergie dans le secteur commercial au Canada

La croissance économique et la population sont les principaux moteurs de la demande d'énergie dans le secteur commercial au Canada. Ce vaste secteur inclut les bâtiments et les infrastructures utilisées pour soutenir les services que requièrent une économie en expansion et une population en pleine évolution. Parmi les utilisateurs finals dans ce secteur figurent les bâtiments gouvernementaux et publics, les bureaux, les hôtels, les restaurants, les écoles, d'autres types d'établissements d'enseignement, les entrepôts, les centres de soins de santé et les hôpitaux, les commerces de détail, les institutions religieuses et les établissements récréatifs.

Comme dans le secteur résidentiel, le chauffage des locaux et de l'eau est la principale utilisation d'énergie dans le secteur commercial et représente environ 60 % de la quantité d'énergie consommée (figure 4.9). L'éclairage, l'alimentation des machines et le refroidissement des locaux figurent comme autres grands consommateurs d'énergie. La demande grandissante d'énergie dans le secteur commercial a pour origine la croissance économique, les dépenses de consommation et la croissance démographique (figure 4.10).

Figure 4.9 Demande d'énergie – Secteur commercial en 2000 par utilisation finale

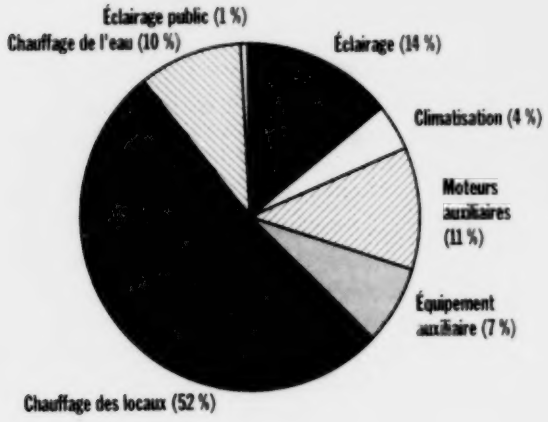
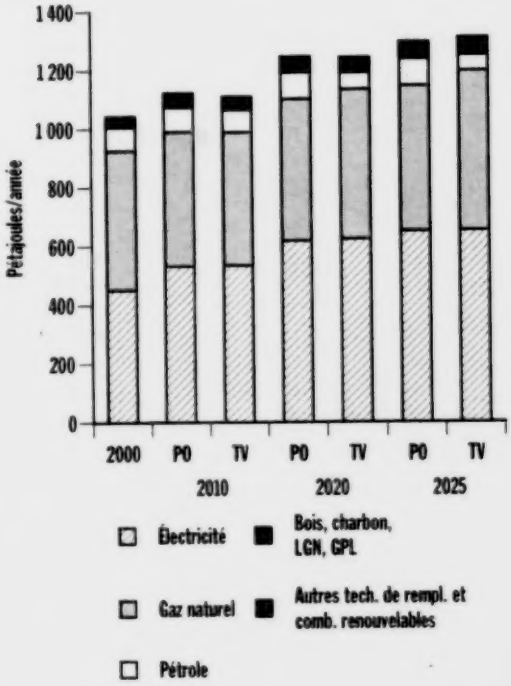


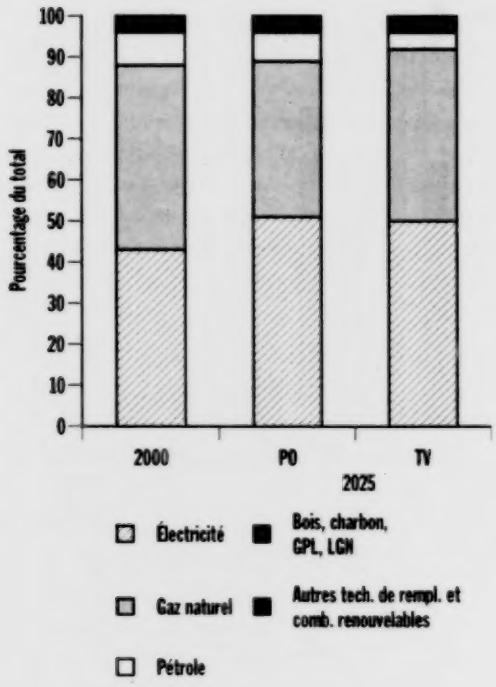
Figure 4.10 Demande d'énergie projetée – Secteur commercial



Le potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique est plus fort dans le secteur commercial que dans le secteur résidentiel à cause de la plus grande taille des bâtiments et du plus grand nombre d'immeubles neufs. Toutefois, la cadence de construction des nouveaux immeubles et du remplacement du parc actuel limite l'amélioration globale de la consommation d'énergie. En général, les meilleures économies d'échelle réalisées dans les grandes installations et, du fait de la participation accrue des gouvernements, dans les immeubles et les établissements publics, permettent un recours plus répandu aux techniques d'économie d'énergie et aux énergies de remplacement (par exemple, installations de chauffage et d'électricité centralisées ou systèmes d'alimentation en eau chaude à énergie solaire).

Le choix de combustible dans le secteur commercial reste fortement influencé par la disponibilité régionale et par l'infrastructure de distribution locale. Dans les deux scénarios, la demande d'énergie augmente d'environ 25 % par rapport au niveau actuel, le gaz naturel et l'électricité continuant de représenter environ 90 % de la demande totale d'énergie de ce secteur (figure 4.11).

Figure 4.11 Part de marché des combustibles – Secteur commercial



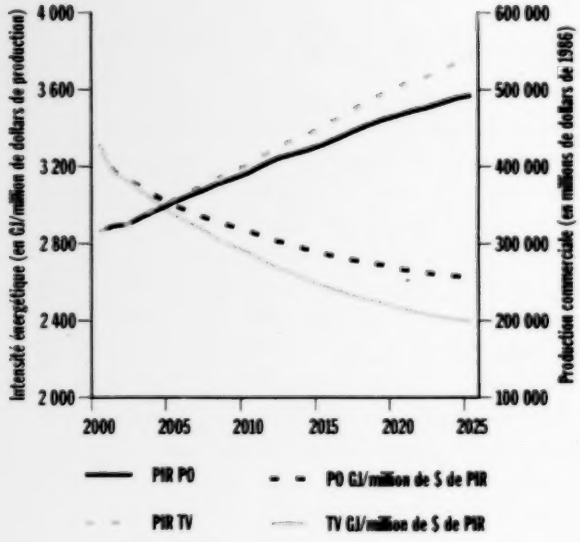
La demande totale d'énergie dans le secteur commercial augmente dans les deux scénarios; toutefois, le taux de progression est nettement moindre que le taux de croissance économique (tableau 4.2). L'intensité énergétique de ce secteur est améliorée par la conservation d'énergie, de meilleures normes de construction, une technologie de rendement énergétique plus performante, ainsi que la modernisation et l'amélioration des installations existantes.

Tableau 4.2 Changement annuel moyen en pourcentage

Croissance économique du secteur commercial	**2,5 %**	**1,8 %**	**2,2 %**
Intensité énergétique	**-0,6 %**	**-0,9 %**	**-1,3 %**
Demande d'énergie commerciale	**1,9 %**	**0,9 %**	**0,9 %**

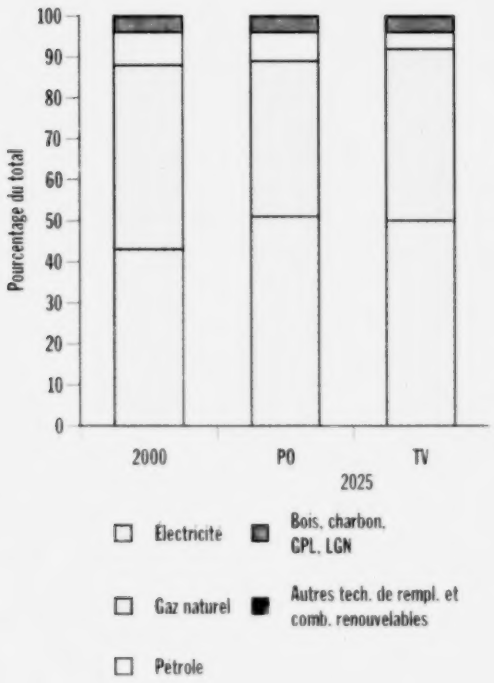
Bien que les nouveaux bâtiments et équipements commerciaux puissent être plus efficaces que le parc actuel, l'évolution globale de l'intensité énergétique est limitée par le faible taux de modernisation et de remplacement des locaux et des équipements existants. En 2025, les nouveaux immeubles commerciaux seront jusqu'à 30 % plus performants que les bâtiments neufs actuels, selon le scénario PO, ce pourcentage atteignant 50 %, selon le scénario TV. Toutefois, quand on prend en compte le faible taux de remplacement et de modernisation, l'évolution globale de l'intensité énergétique tombe à 20 et 30 % respectivement (figure 4.12).

Figure 4.12 Intensité énergétique projetée – Secteur commercial



Le scénario TV réserve une place importante aux priorités d'ordre écologique. Il en découle l'instauration de normes d'efficacité supérieures, une amélioration de la conception des bâtiments, d'autres innovations dans le domaine des énergies de remplacement, ainsi qu'une technologie à rendement énergétique bonifié. Dans ce scénario, les conceptions architecturales de l'avenir privilégieront l'utilisation de systèmes combinés de chauffage et d'éclairage ou de l'énergie solaire, notamment pour le chauffage et l'éclairage passifs. Le gouvernement apportera son soutien aux programmes qui favorisent les technologies plus performantes susceptibles d'être utilisées dans les bâtiments publics

Figure 4.11 Part de marché des combustibles – Secteur commercial



La demande totale d'énergie dans le secteur commercial augmente dans les deux scénarios, toutefois, le taux de progression est nettement moindre que le taux de croissance économique (tableau 4.2). L'intensité énergétique de ce secteur est améliorée par la conservation d'énergie, de meilleures normes de construction, une technologie de rendement énergétique plus performante, ainsi que la modernisation et l'amélioration des installations existantes.

Bien que les nouveaux bâtiments et équipements commerciaux puissent être plus efficaces que le parc actuel, l'évolution globale de l'intensité énergétique est limitée par le faible taux de modernisation et de remplacement des locaux et des équipements existants. En 2025, les nouveaux immeubles commerciaux seront jusqu'à 30 % plus performants que les bâtiments actuels, selon le scénario PO, ce pourcentage atteignant 50 %, selon le scénario TV. Toutefois, quand on prend en compte le faible taux de remplacement et de modernisation, l'évolution globale de l'intensité énergétique tombe à 20 et 30 % respectivement (figure 4.12).

Figure 4.12 Intensité énergétique projetée – Secteur commercial

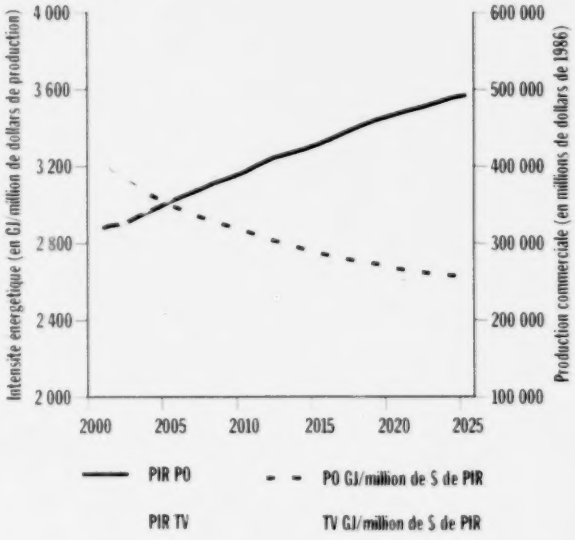


Tableau 4.2 Changement annuel moyen en pourcentage

	1990-2000	PO	TV
Croissance économique du secteur commercial	2,5 %	1,8 %	2,2 %
Intensité énergétique	-0,6 %	-0,9 %	-1,3 %
Demande d'énergie commerciale	1,9 %	0,9 %	0,9 %

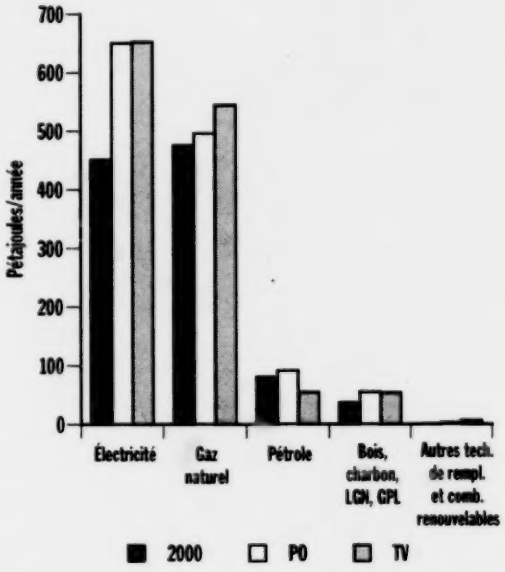
Le scénario TV réserve une place importante aux priorités d'ordre écologique. Il en découle l'instauration de normes d'efficacité supérieures, une amélioration de la conception des bâtiments, d'autres innovations dans le domaine des énergies de remplacement, ainsi qu'une technologie à rendement énergétique boostée. Dans ce scénario, les conceptions architecturales de l'avenir privilégieront l'utilisation de systèmes combinés de chauffage et d'éclairage ou de l'énergie solaire, notamment pour le chauffage et l'éclairage passifs. Le gouvernement apportera son soutien aux programmes qui favorisent les technologies plus performantes susceptibles d'être utilisées dans les bâtiments publics.

et favorisera d'autres types d'énergies. Les technologies et les combustibles de remplacement (c'est-à-dire l'énergie solaire pour l'eau chaude et les systèmes combinés de chauffage et d'éclairage) seront exploités sur des marchés à créneaux vers la fin de la période de référence, si bien que leurs effets pendant ladite période seront limités.

Bien que l'intensité énergétique s'améliore, la croissance économique se solde par une plus forte demande de locaux commerciaux, ce qui engendre d'autres besoins en énergie commerciale (figure 4.12). Les deux scénarios prévoient que la demande totale d'énergie dans le secteur commercial sera d'environ 25 % plus forte en 2025, par rapport au niveau d'aujourd'hui. L'efficacité s'améliore dans le scénario TV, particulièrement en ce qui concerne l'éclairage, l'efficacité thermique et les technologies de chauffage de l'eau. Par conséquent, en dépit du taux nettement plus élevé de la croissance économique, la demande globale d'énergie est seulement légèrement plus forte que dans le scénario PO.

Au fur et à mesure que la demande d'électricité progresse et que l'efficacité thermique des immeubles et des équipements s'améliore, au total, la part de l'électricité, parmi les combustibles utilisés dans ce secteur, prend graduellement une place prépondérante (figure 4.13). Les combustibles fossiles resteront toutefois une source clé de combustible, particulièrement dans les immeubles anciens, où les coûts de conversion risquent de s'avérer prohibitifs. Dans le scénario TV, on assiste à un plus fort déplacement vers l'électricité et le gaz naturel, et d'autres types d'énergies de remplacement (énergie solaire, par exemple). L'abandon des sources traditionnelles de combustible est toutefois limité au cours de la période de projection, et il est plus marqué dans les domaines des nouveaux développements ou des nouveaux accès aux combustibles non traditionnels (par exemple, l'accès au gaz naturel dans le Canada atlantique) où les dimensions économiques des infrastructures requises par les nouveaux combustibles sont plus propices. La pénétration du gaz naturel dans la région du Canada atlantique dépend également très fortement de l'offre, qui varie grandement d'un scénario à l'autre.

Figure 4.13 Demande d'énergie par type de combustible – Secteur commercial



4.4 Demande d'énergie dans le secteur industriel au Canada

La croissance des économies nord-américaines influe sur le type et la quantité de produits que doit fournir l'industrie canadienne. Selon les deux scénarios, la production industrielle va augmenter, encore que le taux de croissance différera selon l'industrie (figure 4.16). Les progrès de la technologie, le choix de combustibles et les changements structurels dans chaque industrie sont également des facteurs qui peuvent varier et qui influeront sur la demande d'énergie globale dans le secteur industriel.

En général, la consommation d'énergie par unité produite est relativement plus élevée dans les industries qui traitent les matières premières que dans celles de la fabrication légère. Dans les deux scénarios, les pâtes et papiers, l'exploitation minière et la fabrication sont les plus grands consommateurs d'énergie, représentant environ 70 % de la demande totale du secteur industriel (figures 4.14 et 4.15).

Les consommateurs industriels sont habituellement le plus directement touchés par le prix des produits énergétiques. Les grands consommateurs qui ont la faculté d'utiliser plus d'un combustible peuvent s'assurer d'avoir accès à une source d'énergie fiable et contrer les fluctuations à court terme du prix des combustibles; cependant, les investissements requis pour avoir accès à un combustible de remplacement sont importants. Ces facteurs influent sur le choix de combustible que font de nombreuses industries (là où des combustibles de remplacement peuvent être utilisés) et sont la source de différences significatives dans la composition des combustibles selon les deux scénarios. Selon le scénario TV, les industries ont les moyens technologiques d'avoir accès à des combustibles de remplacement, alors que selon le scénario PO, elles sont plus dépendantes des sources d'énergie existantes.

Figure 4.14 Demande d'énergie – Secteur industriel en 2000 par industrie

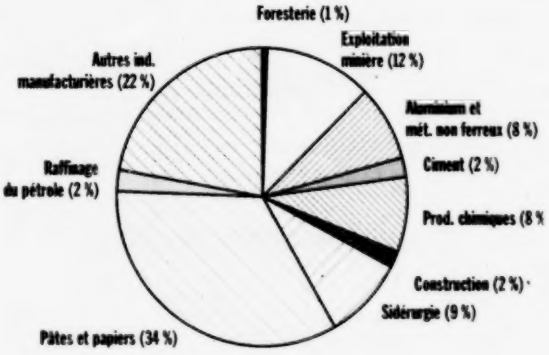
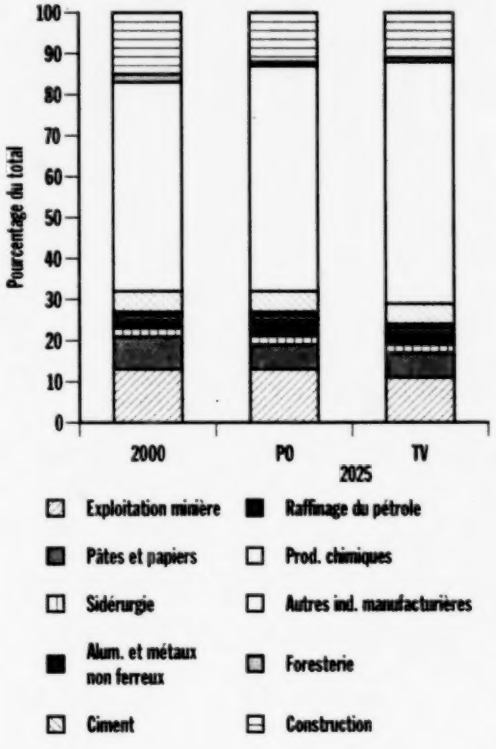


Figure 4.15 PIR industriel par sous-secteur



La demande d'énergie totale du secteur industriel augmente selon les deux scénarios; toutefois, le rythme de cette augmentation sera beaucoup plus modeste que le taux de croissance économique (tableau 4.3). L'intensité énergétique de ce secteur est réduite, essentiellement grâce à une meilleure efficacité, à un recours plus large à la technologie et à des changements structurels dans les industries clés. La part des combustibles consommés par telle ou telle industrie varie considérablement selon chaque scénario (figures 4.16 et 4.17).

Figure 4.16 Demande d'énergie projetée – Secteur industriel

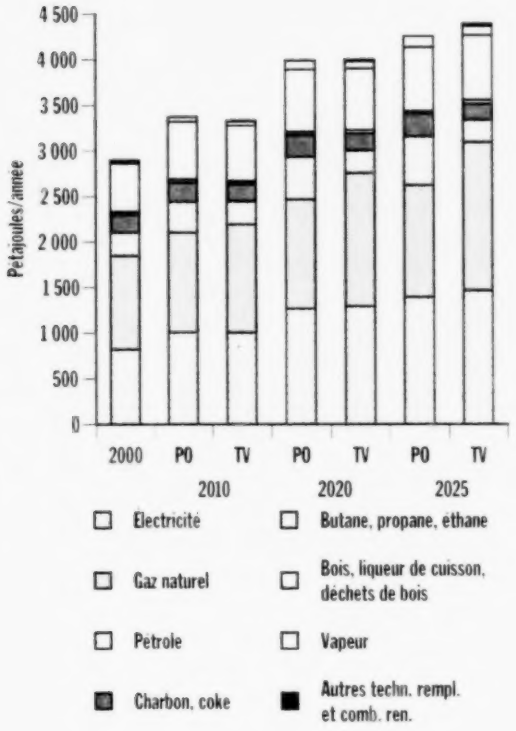


Figure 4.17 Part de marché des combustibles – Secteur industriel

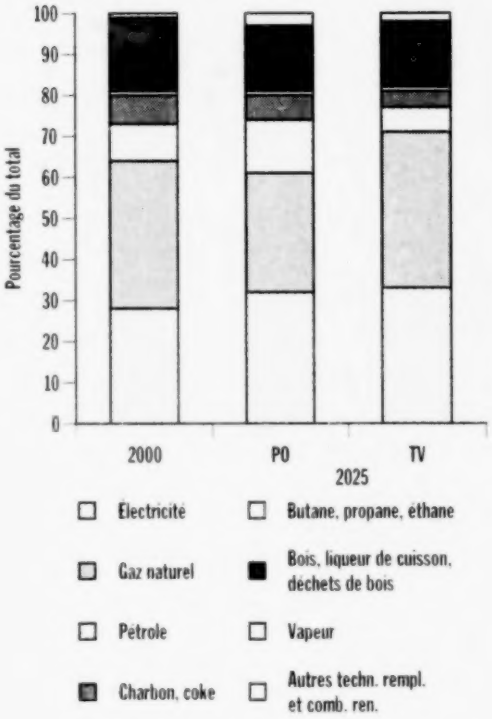


Tableau 4.3 Changement annuel moyen en pourcentage

	1990-2000	PO	TV
Croissance économique du secteur industriel	2,8 %	2,6 %	3,3 %
Intensité énergétique	-1,0 %	- 1,0 %	-1,5 %
Demande d'énergie	1,8 %	1,6 %	1,7 %

La demande d'énergie totale du secteur industriel augmente selon les deux scénarios; toutefois, le rythme de cette augmentation sera beaucoup plus modeste que le taux de croissance économique (tableau 4.3). L'intensité énergétique de ce secteur est réduite, essentiellement grâce à une meilleure efficacité, à un recours plus large à la technologie et à des changements structurels dans les industries clés. La part des combustibles consommés par telle ou telle industrie varie considérablement selon chaque scénario (figures 4.16 et 4.17).

Figure 4.16 Demande d'énergie projetée – Secteur industriel

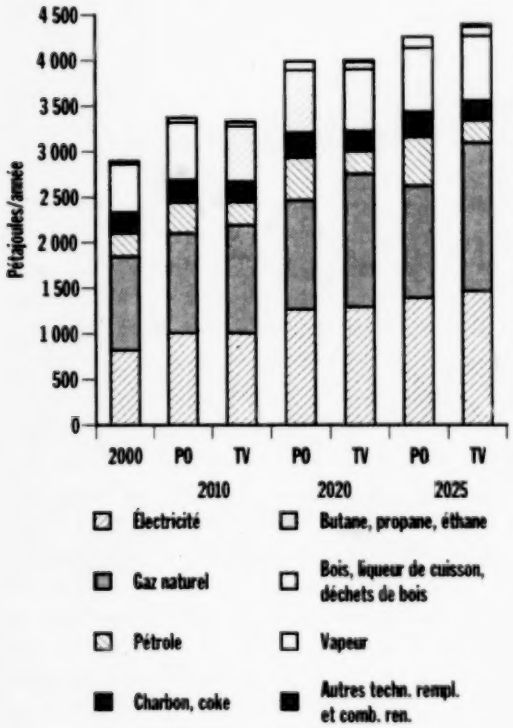


Figure 4.17 Part de marché des combustibles – Secteur industriel

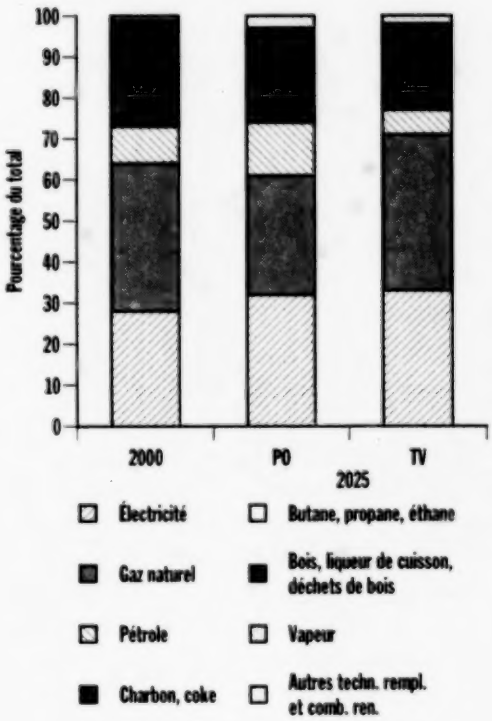


Tableau 4.3 Changement annuel moyen en pourcentage

	1990-2000	PO	TV
Croissance économique du secteur industriel	2,8 %	2,6 %	3,3 %
Intensité énergétique	-1,0 %	- 1,0 %	-1,5 %
Demande d'énergie	1,8 %	1,6 %	1,7 %

Figure 4.18 Intensité énergétique projetée – Secteur industriel

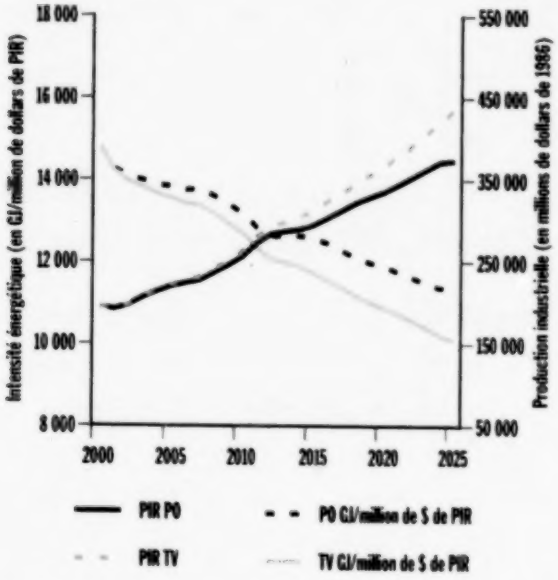
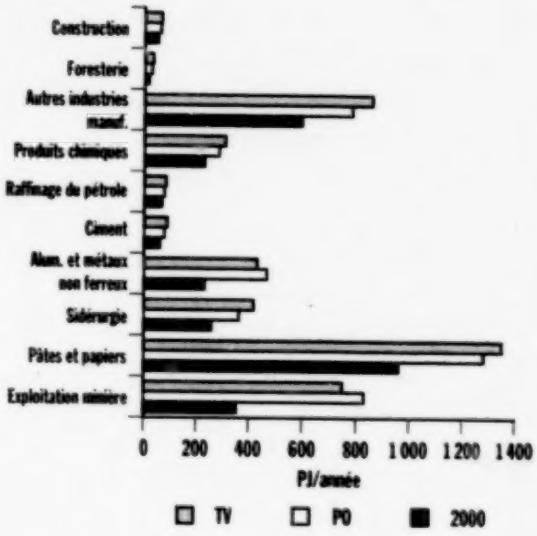
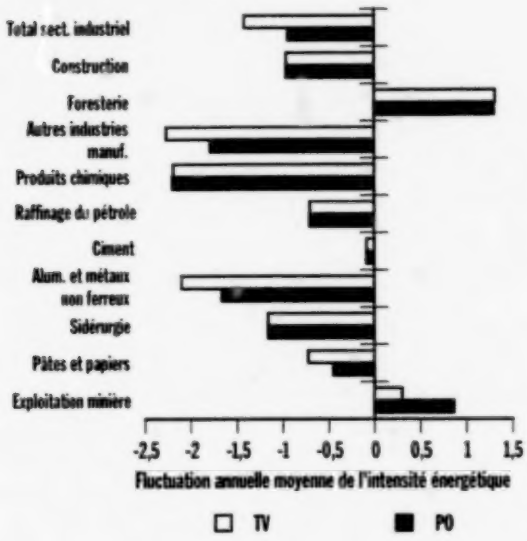


Figure 4.19 Demande projetée par sous-secteur – Secteur industriel



L'intensité énergétique varie beaucoup d'une industrie à une autre, selon les procédés utilisés, ainsi que la structure ou l'éventail des procédés particuliers à chaque industrie (figure 4.18). Un virage de l'économie dans la direction de l'industrie légère, le recours plus large à des produits semi-finis importés et des améliorations de l'efficacité énergétique sont tous des facteurs qui font baisser les projections relatives à l'intensité énergétique du secteur industriel selon les deux scénarios. On s'attend à une amélioration de l'intensité énergétique dans toutes les industries, sauf, peut-être, dans le secteur de la foresterie (coupe du bois) et dans celui de l'exploitation minière (y compris pétrolière et gazière). Ces secteurs vont probablement être contraints d'exploiter des ressources dans des régions éloignées et plus difficiles d'accès, et donc être plus gourmands en énergie pour soutenir leur production (figure 4.19).

Figure 4.20 Intensité énergétique projetée par sous-secteur – Secteur industriel

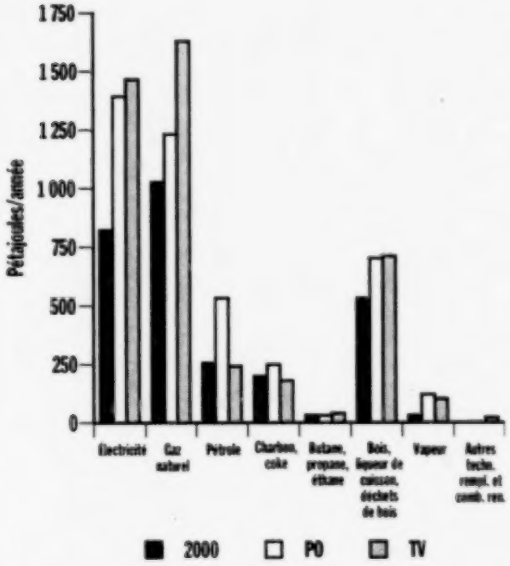


On prévoit que l'intensité énergétique du secteur industriel va diminuer au taux annuel de 1,0 % selon le scénario PO et de 1,5 % selon le scénario TV (figure 4.20). La production dans le secteur de l'aluminium et des métaux non ferreux, dans celui des produits chimiques, ainsi que dans d'autres industries manufacturières dépend lourdement de matières premières et requiert donc plus d'énergie par unité produite. On prévoit que ces industries vont s'orienter plutôt vers une activité plus légère et vers l'assemblage, utiliser davantage des matériaux importés et semi-finis et tirer profit de la technologie qui permet d'économiser de l'énergie.

L'intensité énergétique dans le secteur des pâtes et papiers et dans celui de l'exploitation minière s'améliore de façon significative selon le scénario TV, par rapport au scénario PO. Dans le scénario TV, des priorités de nature environnementale poussent ces industries à choisir, en matière de combustible, le gaz naturel plutôt que la biomasse, le pétrole et le charbon, sources d'énergie plus fréquemment utilisées selon le scénario PO.

La croissance économique est forte dans les secteurs des pâtes et papiers, de l'exploitation minière, de l'aluminium et des métaux non ferreux, ainsi que dans d'autres industries manufacturières. En dépit d'une nette amélioration de l'intensité énergétique, la demande d'énergie continue à augmenter pendant la période de projection. Plus de 80 % de la hausse totale de la demande énergétique est attribuable à une intensification de l'activité dans ces industries, selon les deux scénarios.

Figure 4.21 Demande d'énergie par type de combustible – Secteur industriel



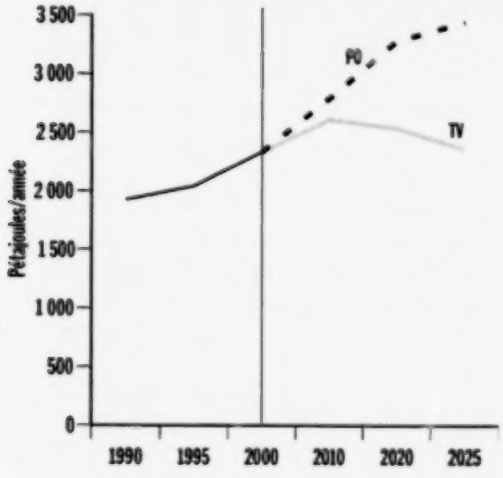
Selon le scénario PO, le développement technologique plus graduel et le souci de la sécurité énergétique entraînent une plus grande dépendance vis-à-vis de sources d'énergie classiques et connues comme le charbon et le pétrole (figure 4.21). Le resserrement de l'équilibre de l'offre et de la demande de gaz naturel fait également monter les prix de l'énergie par rapport à leur niveau antérieur et entraîne une certaine instabilité des prix, ces phénomènes motivant à leur tour le souci d'améliorer l'intensité énergétique. Le scénario PO est caractérisé par une demande beaucoup plus forte de pétrole et de charbon, à cause du prix intéressant de ces combustibles, et par la cadence plus lente de la mise en application de technologies à base de combustibles de remplacement.

Selon le scénario TV (Figure 4.27), grâce à des progrès technologiques plus importants, l'économie du secteur industriel s'améliore, et la gamme des combustibles utilisés s'élargit. Des normes environnementales et des critères d'efficacité plus stricts, à quoi s'ajoute une hausse du prix du gaz naturel, se soldent par le recours plus fréquent à des technologies permettant des économies d'énergie et à des combustibles de remplacement. En outre, sur le plan structurel, les industries énergivores s'orientent vers des procédés de fabrication plus légers, à base de matériaux importés ou recyclés. La demande de gaz naturel est plus forte selon ce scénario, l'efficacité énergétique du gaz étant

meilleure et sa combustion plus propre que celles d'autres combustibles fossiles (figure 4.21). Toutefois, au cours de la période de projection, le recours à des combustibles de remplacement (par exemple, les déchets solides recyclés) à d'autres fins que la production d'électricité, est limité dans le secteur industriel.

4.5 Demande d'énergie dans le secteur des transports au Canada

Figure 4.22 Demande d'énergie – Secteur des transports



Selon le scénario PO, la demande d'énergie dans le secteur des transports augmente pour soutenir la croissance démographique et économique, et représente plus de 25 % de la demande totale d'énergie secondaire. Selon le scénario TV, la demande d'énergie croît au départ, mais décline par la suite. Cette baisse est principalement attribuable aux améliorations technologiques et à la réduction de la consommation d'essence des véhicules de passagers. En 2025, la demande totale dans le secteur des transports se situe environ au même niveau qu'en 2000 (figure 4.22).

Véhicule électrique hybride (VÉH)

Un VÉH combine un moteur à essence et un moteur électrique. Le rendement énergétique des VÉH est, en gros, deux fois meilleur que celui d'un véhicule traditionnel (c.-à-d. 4,8 L/100 km en ville et sur route), et ils émettent moins de polluants dans l'atmosphère. L'équipement d'un VÉH comprend :

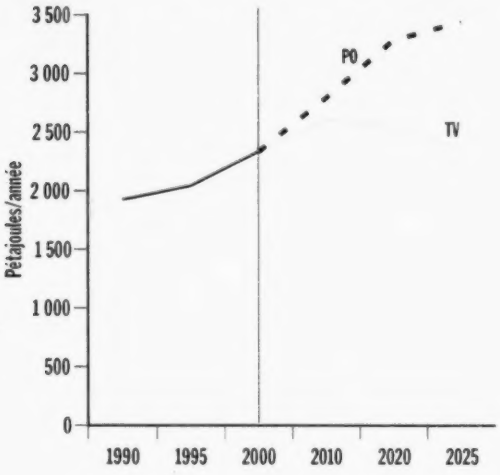
- Un moteur à essence semblable à celui d'un véhicule traditionnel, mais plus petit.
- Un réservoir à essence pour alimenter ce moteur.
- Un moteur électrique utilisé principalement à petite vitesse (conduite en ville) ou pour avoir plus de puissance d'accélération ou en côte.
- Une génératrice produisant l'électricité nécessaire pour faire fonctionner le moteur et recharger les batteries.
- Des batteries qui alimentent le moteur en énergie et la stockent pour utilisation future.

À l'heure actuelle, deux constructeurs d'automobiles produisent des VÉH et les commercialisent. En outre, plusieurs autres constructeurs sont en train de mettre au point des VÉH qui devraient être sur le marché d'ici la fin de la décennie.

meilleure et sa combustion plus propre que celles d'autres combustibles fossiles (figure 4.21). Toutefois, au cours de la période de projection, le recours à des combustibles de remplacement (par exemple, les déchets solides recyclés à d'autres fins que la production d'électricité, est limité dans le secteur industriel.

4.5 Demande d'énergie dans le secteur des transports au Canada

Figure 4.22 Demande d'énergie – Secteur des transports



Selon le scénario PO, la demande d'énergie dans le secteur des transports augmente pour soutenir la croissance démographique et économique, et représente plus de 25 % de la demande totale d'énergie secondaire. Selon le scénario TV, la demande d'énergie croît au départ, mais décline par la suite. Cette baisse est principalement attribuable aux améliorations technologiques et à la réduction de la consommation d'essence des véhicules de passagers. En 2025, la demande totale dans le secteur des transports se situe environ au même niveau qu'en 2000 (figure 4.22).

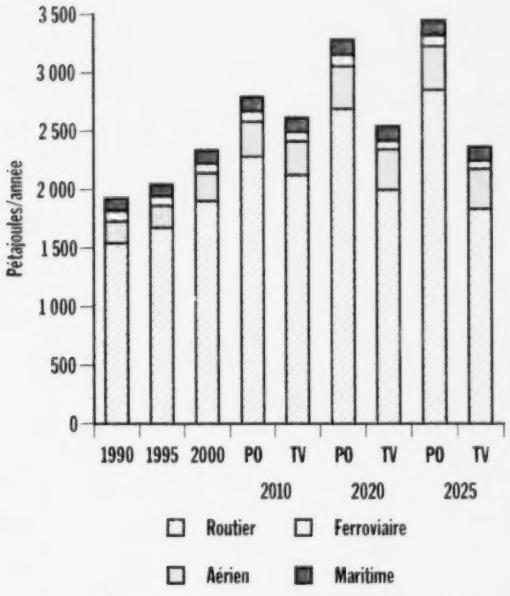
Véhicule électrique hybride (VÉH)

Un VÉH combine un moteur à essence et un moteur électrique. Le rendement énergétique des VÉH est, en gros, deux fois meilleur que celui d'un véhicule traditionnel (c.-à-d. 4,8 L/100 km en ville et sur route), et ils émettent moins de polluants dans l'atmosphère. L'équipement d'un VÉH comprend :

- Un moteur à essence semblable à celui d'un véhicule traditionnel, mais plus petit.
- Un réservoir à essence pour alimenter ce moteur.
- Un moteur électrique utilisé principalement à petite vitesse (conduite en ville) ou pour avoir plus de puissance d'accélération ou en côte.
- Une génératrice produisant l'électricité nécessaire pour faire fonctionner le moteur et recharger les batteries.
- Des batteries qui alimentent le moteur en énergie et la stockent pour utilisation future.

À l'heure actuelle, deux constructeurs d'automobiles produisent des VÉH et les commercialisent. En outre, plusieurs autres constructeurs sont en train de mettre au point des VÉH qui devraient être sur le marché d'ici la fin de la décennie.

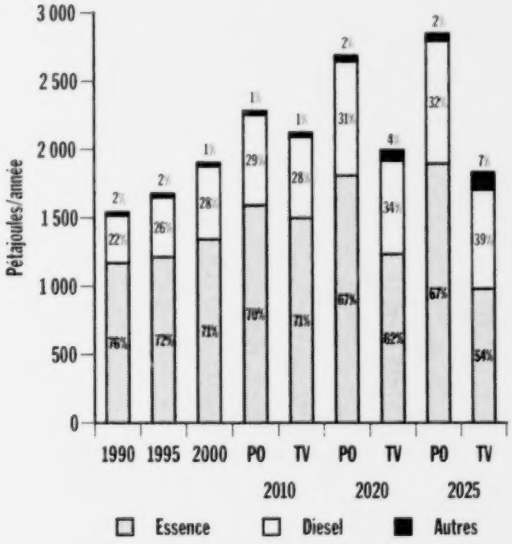
Figure 4.23 Demande d'énergie par mode de transport – Secteur des transports



Selon les deux scénarios, environ 80 % de la demande d'énergie dans ce secteur est attribuable au transport routier (figure 4.23). Entre 1991 et 2000, la demande d'énergie pour ce mode de transport a augmenté, en moyenne, de 2 % par an. Le scénario PO présume une croissance annuelle moyenne de 1,6 %. Selon ce scénario, les technologies de remplacement ne sont pas encore commercialisées suffisamment pour réduire davantage la demande d'énergie. Cependant, la réglementation gouvernementale imposant des carburants plus propres et un moteur à combustion interne plus efficace est mise en vigueur.

Selon le scénario TV, la demande d'énergie dans le secteur du transport routier augmente beaucoup plus lentement que selon le scénario PO et, à partir de 2013, commence à chuter. En 2025, la demande totale d'énergie dans ce secteur retombe au niveau de 2000. Cette baisse est attribuée à des améliorations réduisant encore davantage la consommation de carburant, à une pénétration notable des véhicules de remplacement sur le marché et à l'utilisation accrue de biocarburants. De plus, la popularité plus grande des transports en commun modère la demande d'énergie.

Figure 4.24 Demande d'énergie par type de carburant – Secteur du transport routier

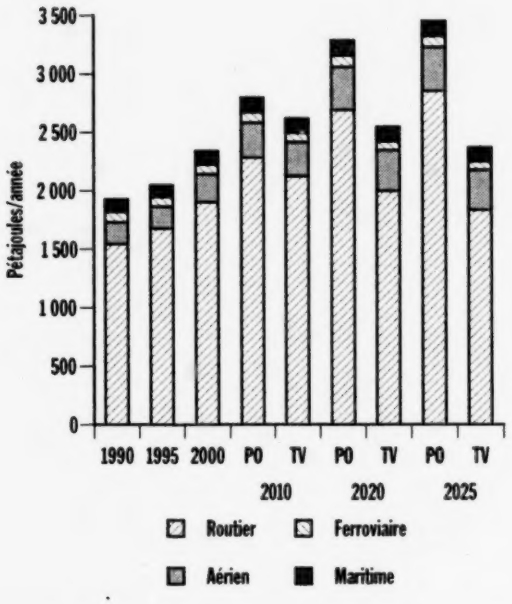


Selon le scénario PO, l'essence reste le carburant le plus utilisé dans le secteur du transport routier, même si la part de marché globale du diesel augmente légèrement (figure 4.24).

Selon le scénario TV, la part de marché de l'essence est affectée de façon plus significative, mais pas avant 2010. Le gain de popularité du diesel et d'autres carburants de remplacement comme l'éthanol, le gaz naturel et l'hydrogène, par rapport à l'essence, est plus marqué.

Selon le scénario PO, les découvertes technologiques prennent plus de temps à atteindre le stade de la commercialisation. La prépondérance des moteurs à combustion interne, fonctionnant aux produits pétroliers, se maintient. La pénétration des VEH et des véhicules à pile à combustible sur le marché est limitée. La demande d'énergie dans le secteur du transport routier est forte, les Nord-Américains se montrant peu enclins à réduire leur consommation en achetant des véhicules plus petits ou en favorisant les technologies de remplacement qui restent plus chères.

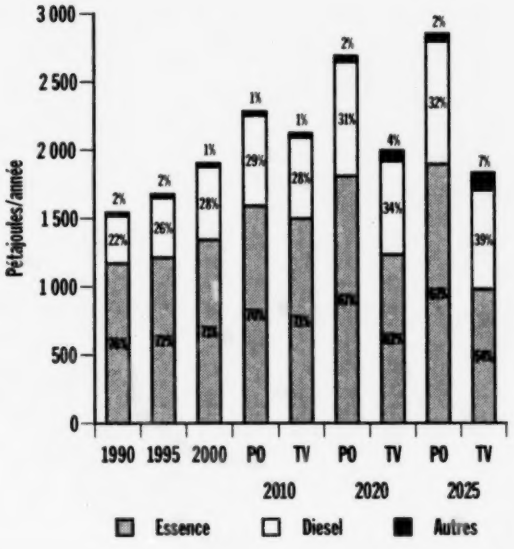
Figure 4.23 Demande d'énergie par mode de transport – Secteur des transports



Selon les deux scénarios, environ 80 % de la demande d'énergie dans ce secteur est attribuable au transport routier (figure 4.23). Entre 1991 et 2000, la demande d'énergie pour ce mode de transport a augmenté, en moyenne, de 2 % par an. Le scénario PO présume une croissance annuelle moyenne de 1,6 %. Selon ce scénario, les technologies de remplacement ne sont pas encore commercialisées suffisamment pour réduire davantage la demande d'énergie. Cependant, la réglementation gouvernementale imposant des carburants plus propres et un moteur à combustion interne plus efficace est mise en vigueur.

Selon le scénario TV, la demande d'énergie dans le secteur du transport routier augmente beaucoup plus lentement que selon le scénario PO et, à partir de 2013, commence à chuter. En 2025, la demande totale d'énergie dans ce secteur retombe au niveau de 2000. Cette baisse est attribuée à des améliorations réduisant encore davantage la consommation de carburant, à une pénétration notable des véhicules de remplacement sur le marché et à l'utilisation accrue de biocarburants. De plus, la popularité plus grande des transports en commun modère la demande d'énergie.

Figure 4.24 Demande d'énergie par type de carburant – Secteur du transport routier

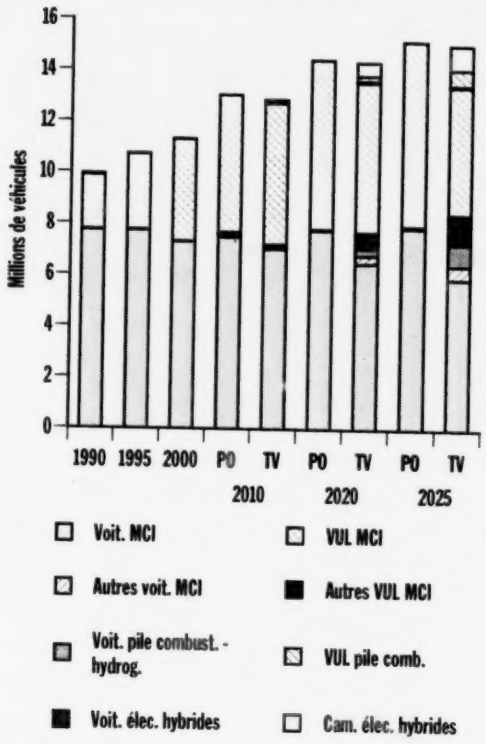


Selon le scénario PO, l'essence reste le carburant le plus utilisé dans le secteur du transport routier, même si la part de marché globale du diesel augmente légèrement (figure 4.24).

Selon le scénario TV, la part de marché de l'essence est affectée de façon plus significative, mais pas avant 2010. Le gain de popularité du diesel et d'autres carburants de remplacement comme l'éthanol, le gaz naturel et l'hydrogène, par rapport à l'essence, est plus marqué.

Selon le scénario PO, les découvertes technologiques prennent plus de temps à atteindre le stade de la commercialisation. La prépondérance des moteurs à combustion interne, fonctionnant aux produits pétroliers, se maintient. La pénétration des VÉH et des véhicules à pile à combustible sur le marché est limitée. La demande d'énergie dans le secteur du transport routier est forte, les Nord-Américains se montrant peu enclins à réduire leur consommation en achetant des véhicules plus petits ou en favorisant les technologies de remplacement qui restent plus chères.

Figure 4.25 Parc de véhicules de passagers

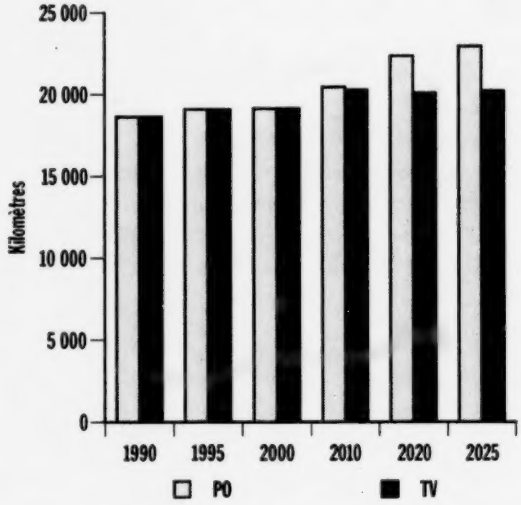


Le transport personnel, c'est-à-dire celui qui est assuré par les véhicules de passagers, se taille la part du lion dans le secteur des transports. Par véhicules de passagers, on entend les voitures et les véhicules légers comme les fourgonnettes, les camionnettes et les véhicules loisir travail. Les principaux facteurs qui influent sur la demande d'énergie attribuable aux véhicules de passagers sont la taille du parc de véhicules, la consommation moyenne de carburant de ce parc et le nombre moyen de kilomètres parcourus par véhicule. Un des déterminants importants de la taille du parc est le nombre de véhicules par ménage, qui reste constant – 1,01 véhicule – dans les deux scénarios. Au cours des 25 années couvertes par ces scénarios, le nombre des ménages devrait croître, en moyenne, de 1,2 % par an. Toutefois, la composition de ces ménages est censée changer, passant de 2,6 personnes par ménage en 2000 à 2,3 personnes en 2025. On s'attend à ce que ces changements aient des répercussions sur le taux de propriété et éventuellement sur le nombre de véhicules dans le parc.

Les deux scénarios prévoient une croissance du parc de véhicules de passagers au cours de la période de projection (figure 4.25). Ils ne concordent pas, toutefois, en ce qui concerne le type de véhicule auquel peut être attribuée cette croissance. Selon le scénario PO, les tendances relevées au cours des dix dernières années se maintiennent tout au long de la période de projection de 25 ans. En 2000, le rapport entre les voitures et les véhicules légers est de 55/45. En 2025, ce rapport est censé s'établir à environ 45/50. Les 5 % restants représentent les VÉH dont la pénétration sur le marché doit légèrement s'accentuer vers la fin de la période.

Dans le scénario TV, la croissance du parc de véhicules est un peut moins forte; cependant, les véhicules tributaires de technologies de remplacement deviennent compétitifs sur le plan du prix par rapport aux véhicules traditionnels à moteur à combustion interne et occupent une place plus importante dans le parc. Le pourcentage des véhicules à pile à combustible et des VÉH augmente et passe à environ 10 et 14 % respectivement. En 2025, le pourcentage des véhicules alimentés par des carburants de remplacement grimpe à près de 4 %. Les véhicules à moteur à combustion interne fonctionnant au diesel ou à l'essence restent prépondérants, représentant 72 % des véhicules.

Figure 4.26 Distance parcourue par véhicule de passagers



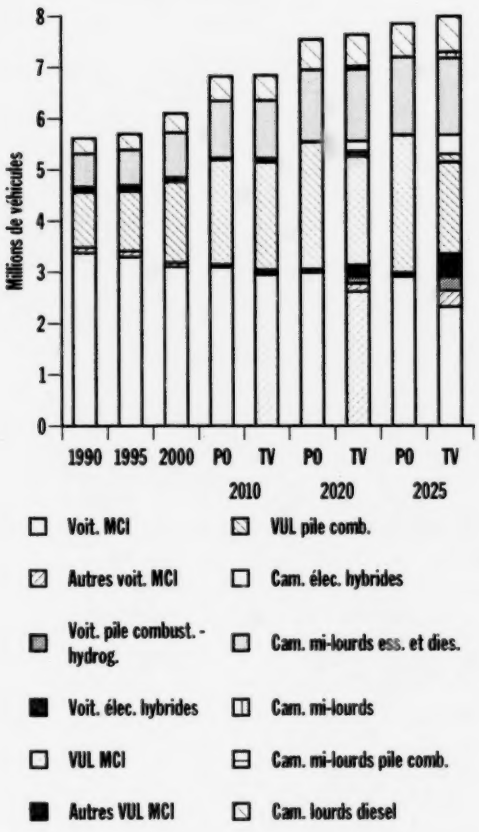
Le nombre moyen de kilomètres parcourus par véhicule de passagers dépend énormément de l'âge du véhicule et des caractéristiques démographiques du ménage auquel il appartient (figure 4.26). Ce nombre diminue à mesure que le véhicule prend de l'âge. Au cours des deux dernières années, les déplacements par la route se sont multipliés à cause de l'instabilité du climat géopolitique suite aux événements du 11 septembre 2001.

Dans le scénario PO, le nombre de kilomètres parcourus par véhicule augmente de 1,8 % par an. Nous partons du principe que, dans ce scénario, cette croissance se poursuit, tout comme se maintient la tendance actuelle à l'augmentation des déplacements en voiture dans le groupe des plus de 65 ans.

Le scénario TV prévoit une utilisation accrue des transports en commun. Même si le nombre de kilomètres parcourus par véhicule augmente de 1,3 % par an, il est moindre que dans le scénario PO, à cause d'un comportement différent des consommateurs.

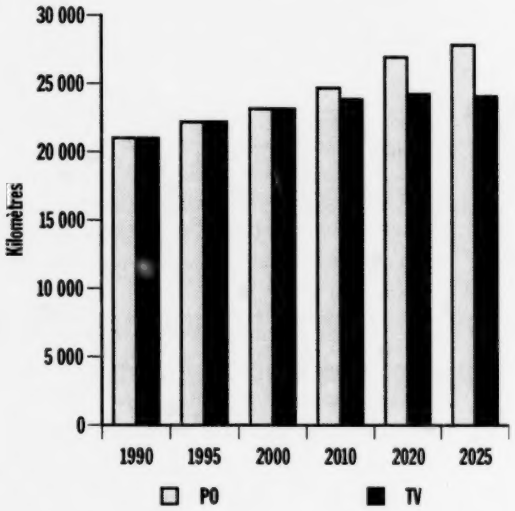
La croissance démographique est un facteur clé qui influe sur le parc de véhicules commerciaux, celui-ci comprenant principalement les taxis, les camionnettes de services de messagerie et les véhicules commerciaux légers. Pour ce qui est du parc de véhicules de poids moyen et lourd, qui comprend les autobus, les camions mi-lourds et les camions lourds, le facteur clé est la croissance économique.

Figure 4.27 Parc de véhicules commerciaux



Le parc de véhicules commerciaux augmente, en moyenne, de 1,0 % par an, selon le scénario PO, et de 1,1 % par an selon le scénario TV (figure 4.27). Le scénario PO prévoit que l'on apportera d'autres améliorations aux véhicules traditionnels à moteur à combustion interne et que l'introduction de véhicules de technologie récente restera limitée. Quant au scénario TV, il prévoit l'introduction de VÉH et de véhicules à pile à combustible dans le parc des compagnies de taxis et des services de messagerie. En outre, des carburants de remplacement comme l'éthanol et le gaz naturel comprimé sont de plus en plus utilisés.

Figure 4.28 Distance parcourue par véhicule commercial

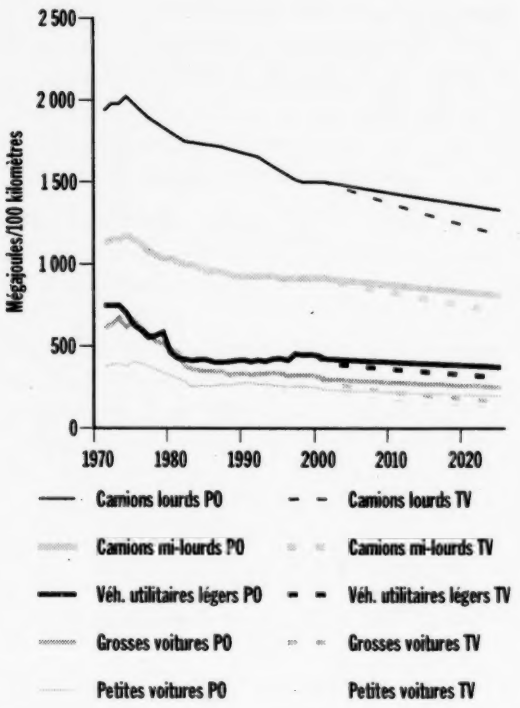


Selon les deux scénarios, la moyenne du nombre de kilomètres parcourus par véhicule augmente, notamment dans la catégorie des camions mi-lourds et lourds (figure 4.28). Cela s'explique par la forte croissance économique prévue notamment par le scénario TV.

Le scénario TV prévoit un resserrement des expéditions de marchandises par camion au profit du transport par rail, pour des raisons de nature environnementale. Toutefois, le nombre des kilomètres parcourus par les véhicules mi-lourds, ce qui comprend les autobus, monte en flèche à cause du gain de popularité de transports en commun nettement améliorés.

Au Canada, les objectifs de consommation moyenne de carburant de l'entreprise (CMCE) appliqués aux véhicules de passagers n'ont pas changé depuis 1986 et restent établis à 8,6 L/100 km. Pour les camions légers, l'objectif – 11,4 L/100 km – n'a pas été modifié depuis 1995. À noter que les économies de carburant sont restées au même niveau en dépit des progrès technologiques importants qui ont été faits depuis 15 ans (figure 4.29).

Figure 4.29 Moyenne de l'économie de carburant théorique



Les nouveaux règlements fédéraux sur les taux de soufre dans l'essence et le diesel vont permettre d'améliorer la qualité de l'air. En juillet 2002, il a été décidé que le taux de soufre autorisé devait être ramené à une moyenne de 150 ppm au cours de la période allant du 1er juillet 2002 au 31 décembre 2004. D'ici le 1er janvier 2005, toute l'essence vendue au Canada aura un taux de soufre moyen de 30 ppm. Ces réductions appelleront l'introduction de voitures nouvelle génération (catégorie 2), équipées de dispositifs antipollution améliorés. Les règlements que l'on propose d'appliquer au diesel établissent une limite maximale de 15 ppm de soufre d'ici le 1er juin 2005. Cela représente une réduction importante par rapport au taux moyen actuellement autorisé qui est de 500 ppm. Cette réduction est requise principalement pour permettre le fonctionnement efficace des moteurs de technologie de pointe installés dans les nouveaux véhicules lourds alimentés au diesel qui devraient faire partie du millésime 2007.

Selon le scénario PO, la consommation de carburant des nouveaux véhicules devrait baisser et passer à 6,7 L/100 km pour les voitures et à 10,6 L/100 km pour les véhicules utilitaires légers d'ici 2005. Cette différence marginale reflète la popularité continue des véhicules loisir travail et la volonté de ne pas sacrifier la puissance et la taille pour réaliser des économies de carburant. Par ailleurs, les économies de carburant s'améliorent légèrement en ce qui concerne les camions mi-lourds et lourds.

Dans le scénario TV, la consommation de carburant des nouveaux véhicules devrait s'améliorer de façon significative. Cette économie de carburant, pour les véhicules à moteur à combustion interne, est due à d'autres améliorations (p. ex., réduction du poids, perfectionnement du moteur et de la transmission, meilleur aérodynamisme, etc.). En outre, ces améliorations des véhicules traditionnels, s'ajoutant à la possibilité d'utiliser des carburants de remplacement plus propres, facilitent une augmentation de l'économie de carburant de près de 40 % au cours de la période de projection. D'ici 2025, la consommation globale de carburant passe de 8,7 L/100 km à 5,4 L/100 km.

Les VÉH et les véhicules à pile à combustible permettent de réaliser des économies de carburant considérables par rapport aux véhicules traditionnels. D'ici 2025, la consommation de carburant des VÉH devrait tomber à 2,9 L/100 km, et les véhicules à pile à combustible devraient permettre des économies de carburant encore plus marquées.

Principales incertitudes

➢ Augmentation des économies de carburant des véhicules et introduction de technologies de remplacement

Les deux grandes questions qui restent en suspens en ce qui concerne la demande d'énergie dans le secteur du transport routier sont les suivantes : dans quelle mesure les économies de carburant vont-elles augmenter? Et les technologies de remplacement seront-elles commercialisées à bref délai? La ratification du Protocole de Kyoto par le gouvernement fédéral en décembre 2002 incitera fortement à prendre des initiatives porteuses dans ces domaines. En outre, le document publié en novembre 2002 et intitulé « Plan du Canada sur les changements climatiques » énonce plusieurs mesures qui permettront d'atteindre les cibles du Protocole de Kyoto dans le secteur des transports, par exemple :

- Amélioration de 25 % de la consommation de carburant des véhicules neufs d'ici 2010.
- Augmentation de l'utilisation de l'éthanol – jusqu'à 35 % de l'approvisionnement en essence et, en ce qui concerne le biodiesel, consommation cible pour 2010 de 500 millions de litres.
- Élaboration et mise à l'essai de technologies et d'infrastructures de ravitaillement dans l'optique de la commercialisation des véhicules à pile à combustible.
- Mise au point de stratégies, de technologies et de plans d'action dans le but de réduire les émissions des véhicules dans les centres urbains et d'encourager une utilisation accrue des transports en commun.
- Négociation d'accords volontaires avec les secteurs du camionnage et du transport aérien, ferroviaire et maritime pour améliorer l'efficacité énergétique du transport de marchandises.

Même si les États-Unis n'ont pas, comme le Canada, ratifié le Protocole de Kyoto, ils ont lancé plusieurs initiatives qui auront des répercussions importantes sur la politique gouvernementale canadienne. Ainsi, en janvier 2003, le président Bush, dans le cadre de la Freedom Car and Fuel Initiative, a annoncé le déblocage de 1,7 milliard de dollars américains au cours des cinq prochaines années pour financer la mise au point de véhicules à pile à combustible, d'infrastructures de ravitaillement en hydrogène et de technologies automobiles de pointe. Cette initiative stratégique est motivée par la volonté d'améliorer la sécurité énergétique des Américains en réduisant de façon significative leur dépendance vis-à-vis du pétrole importé.

➢ Caractéristiques démographiques

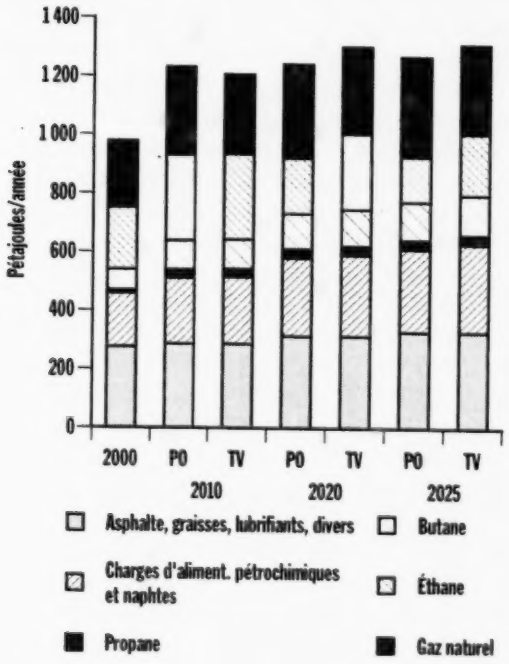
Les scénarios PO et TV tablent tous deux sur la croissance économique et démographique. L'augmentation du nombre de kilomètres parcourus va de pair avec la croissance démographique. Dans les deux scénarios, à la fin de la période de projection, la croissance ralentit et les caractéristiques démographiques changent. La population vieillit, et cela peut modifier l'usage que font les consommateurs de leur voiture. Une étude a montré que les gens âgés de plus de 55 ans conduisent moins souvent que ceux qui ont entre 35 et 54 ans[2].

[2] Selon le *Summary of Travel Trends, 1995 Nationwide Personal Transportation Study*, publié en décembre 1999 aux États-Unis par le Department of Transportation et la Federal Highway Administration, au fur et à mesure que les gens vieillissent, ils conduisent moins.

Toutefois, récemment, ce segment de la population a pris le volant plus souvent que par le passé. On peut donc conclure qu'en vieillissant, les baby-boomers utiliseront leur voiture davantage que cela n'a été le cas jusqu'ici parmi les gens du même groupe d'âge. L'instabilité du climat géopolitique contribue à une augmentation des déplacements par la route, particulièrement aux États-Unis. Un peu partout dans le monde, le transport aérien a subi le contrecoup des événements du 11 septembre et a décliné.

4.6 Demande d'hydrocarbures à des fins non énergétiques au Canada

Figure 4.30 Utilisation d'hydrocarbures à des fins non énergétiques au Canada



Le gaz naturel, les liquides de gaz naturel et d'autres produits pétroliers sont utilisés à des fins non énergétiques comme la fabrication de produits pétrochimiques, d'engrais, de lubrifiants et d'asphalte.

La demande d'hydrocarbures à des fins non énergétiques continue à croître dans les deux scénarios, tirée essentiellement par la croissance de l'économie nord-américaine (figure 4.30). Les grands consommateurs d'éthane et de gaz naturel de l'Ouest canadien feront sans doute exception en la matière. Les deux scénarios prévoient que, dans leur cas, la demande de la charge d'alimentation dont ils se servent sera freinée par l'offre. Ces consommateurs subissent des pressions économiques supplémentaires dues à l'augmentation et à l'instabilité des prix liées à la hausse de la demande de gaz naturel.

Étant donné que le gaz naturel est la charge d'alimentation privilégiée par d'autres secteurs du marché, l'approvisionnement régional déjà limité fait l'objet d'une concurrence plus vive. Les utilisateurs de gaz naturel comme charge d'alimentation pourraient être appelés à réduire périodiquement le flux de leur production.

L'offre d'éthane reste limitée et son prix subit le contrecoup de la cherté du gaz naturel. Néanmoins, un écart de prix suffisant entre le gaz naturel provenant des États-Unis (Golfe du Mexique) et de l'Alberta devrait se maintenir à long terme, ce qui permet de penser que l'éthylène produit en Alberta restera concurrentiel. Si les prix du gaz naturel sont relativement élevés, la production des installations de craquage de l'éthane risque de baisser. Par conséquent, pour maintenir le taux existant d'utilisation des capacités, les producteurs d'éthylène pourraient être obligés de répercuter l'augmentation du coût de la charge d'alimentation sur les consommateurs.

Dans les deux scénarios, les hypothèses concernant l'exploitation du gaz naturel du Canada atlantique rendent improbables le développement d'une industrie pétrochimique dans cette région.

Les liquides de gaz naturel plus lourds, comme le propane et le butane, sont moins susceptibles de subir les retombées de la concurrence qui s'exerce sur le marché du gaz naturel. En effet, en l'occurrence, l'offre n'est pas aussi limitée, et une partie de la production provient de procédés de raffinage. Par conséquent, la demande sera principalement liée à la croissance économique dans les secteurs d'utilisation finale clés (c.-à-d. les industries pétrochimiques et le secteur des transports).

L'offre de dérivés du pétrole (naphte, mazout, asphalte, etc.) est adéquate selon les deux scénarios. La demande est tirée par la croissance économique dans les secteurs des produits pétrochimiques, de la construction et de la fabrication.

4.7 La demande d'énergie au Canada : enjeux et répercussions

➢ Possibilités d'économies d'énergie

Les possibilités d'économies d'énergie dans les secteurs résidentiel et commercial sont limitées par le taux de renouvellement des parcs. Ce taux est faible en ce qui concerne le parc résidentiel et commercial, et il est souvent plus facile et moins coûteux d'installer de nouveaux équipements que de moderniser ceux qui existent. Le taux de remplacement des parcs, des bâtiments et de l'équipement est un des facteurs clés qui limitent la réduction de la demande absolue d'énergie.

Dans le secteur industriel, les possibilités d'économies d'énergie sont limitées par la nature des procédés de production. L'exploitation des ressources naturelles s'est développée au Canada à cause de l'abondance des ressources et du faible coût de l'énergie. Certaines des industries qui se consacrent à cette activité, la foresterie et l'exploitation minière, par exemple, vont de plus en plus opérer dans des régions éloignées et avoir besoin de plus d'énergie pour transporter leurs produits.

L'aménagement urbain et le style de vie des Canadiens imposent des limites à la réduction du nombre de kilomètres parcourus qu'il est possible d'envisager dans le secteur des transports. Les véhicules auront un meilleur rendement énergétique, mais il est probable que la croissance démographique fera augmenter le nombre de kilomètres parcourus. L'aménagement urbain est un facteur clé à prendre en considération si l'on veut que l'utilisation des transports en commun augmente. En outre, on ne sait pas dans quel sens va évoluer l'usage que feront les baby-boomers de leur voiture au fur et à mesure qu'ils vieilliront.

Des améliorations significatives continueront d'être apportées aux moteurs à combustion interne, et les carburants deviendront de plus en plus propres. Par conséquent, les véhicules fonctionnant au gaz seront concurrencés par les VÉH et les véhicules à pile à combustible sur le plan du prix, de la consommation de carburant et des normes environnementales; ce qui freinera le taux de pénétration des véhicules à pile à combustible et des VÉH dans le secteur de l'automobile.

➢ Demande de gaz naturel

La demande de gaz naturel sera forte à cause de la propreté de combustion et de l'efficacité de ce combustible. Toutefois, la disponibilité et le coût du gaz naturel qui pourra être produit à l'avenir pour répondre à une demande accrue sont très incertains. On peut donc être amené à penser qu'il y aura peut-être des périodes où le marché sera déséquilibré, où les prix seront instables et où les consommateurs d'énergie seront obligés de s'adapter au marché. Par exemple, les consommateurs du secteur industriel pourraient changer de combustible, freiner temporairement leur production, accepter des profits moins élevés ou, dans certains cas, déménager.

➢ Changements culturels

En adoptant un point de vue socio-économique, certains diront que les changements d'ordre culturel et le comportement des consommateurs sont peut-être plus importants que le fait de pouvoir disposer de la technologie nécessaire pour réduire la demande d'énergie. Cependant, si l'on veut que les consommateurs privilégient des produits de la technologie comme les VÉH, les véhicules à pile à combustible et des carburants de remplacement (l'éthanol, par exemple), il faut que ces produits soient pratiques, disponibles, sûrs et économiques. De plus, ils doivent être compétitifs, sur le plan du coût et du rendement, par rapport aux technologies et aux produits existants.

Il faut également prendre en compte d'autres changements culturels, par exemple, le nombre de personnes par ménage ou la densité de population dans les centres urbains, qui ont des répercussions directes et importantes sur la demande d'énergie. À l'heure actuelle, au Canada, la tendance est à l'augmentation du nombre de logements, combinée à la baisse du nombre des personnes qui y vivent. Le niveau de vie évolue également; au fur et à mesure que les Canadiens deviennent plus aisés, ils vont sans doute faire construire des maisons plus grandes et plus luxueuses dont le chauffage et l'éclairage exigent plus d'énergie. Cependant, ce phénomène peut être contré par des appareils ménagers moins énergivores ou des fenêtres à triple vitrage garni d'argon qui améliorent l'isolation. Les changements culturels seront probablement graduels et risquent de n'avoir d'effet notable que vers la fin de la période de projection (après 2020) dans le scénario TV. Des événements affectant les conditions environnementales, les mesures que pourra prendre le gouvernement ou l'évolution du marché peuvent également avoir un impact sur la cadence des changements culturels et modifier de façon significative la consommation d'énergie.

5.0 Offre d'énergie au Canada

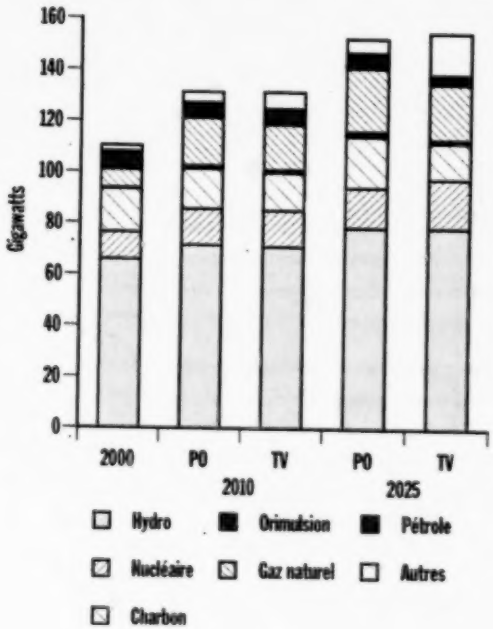
5.1 Électricité

5.1.1 PERSPECTIVES DE PRODUCTION

Capacité et production

Sous les effets conjugués de l'accroissement démographique, de la croissance économique et de l'utilisation accrue de matériel électrique, la demande d'électricité continuera d'augmenter au Canada. La capacité de production progressera d'environ 38 % selon le scénario PO et de 41 % d'après le scénario TV, soit 42 GW et 45 GW respectivement. Ces hausses sont nécessaires pour répondre à la demande intérieure prévue en périodes de pointe et assurer en même temps le maintien de marges de réserve suffisantes pour les besoins de fiabilité du réseau. Bien que, selon les deux scénarios, la production totale grimpe de 1,8 % chaque année durant la période de projection, la composition des sources d'énergie évolue différemment. L'offre d'électricité au Canada sera diversifiée davantage à mesure que des ressources autres qu'hydrauliques serviront à produire de l'électricité.

Figure 5.1 Capacité de production par type de combustible



Le scénario PO prévoit que les producteurs d'électricité continueront de dépendre principalement des techniques traditionnelles pour répondre à la demande croissante d'électricité sur le marché intérieur tandis que les technologies de remplacement et combustibles renouvelables demeurent généralement non rentables. D'après ce scénario, de nouvelles installations alimentées au charbon entrent en service en Ontario et dans les provinces de l'Ouest, l'utilisation d'Orimulsion[MD] prend de l'ampleur dans les Maritimes et la pénétration des technologies de remplacement et des combustibles renouvelables est limitée. Selon le scénario PO, la production au gaz naturel augmente pour passer de 6 % de la production totale à 16 % en 2025 (figures 5.1 et 5.2).

Selon le scénario TV, les techniques de pointe et les actions sur l'environnement plus soutenues entraînent une accélération de la demande d'énergie moins polluante. Les percées technologiques rendent les technologies de remplacement et combustibles renouvelables plus intéressants sur le plan économique. L'adoption de solutions de production moins polluantes (telles que la technologie du charbon épuré et les réacteurs nucléaires avancés) se fait plus rapidement. Dans l'ensemble, les combustibles renouvelables devraient représenter environ 10 % de la production canadienne totale d'ici 2025 d'après le scénario TV, comparativement à 4 % dans le scénario PO.

Les deux scénarios supposent une expansion de la production décentralisée (désigne la production par des centrales situées près des centres de consommation), mais elle est plus rapide dans le scénario TV en raison des progrès technologiques. La production décentralisée permet de réduire les pertes en ligne et la charge sur le réseau.

Hydroélectricité : Environ 60 % de l'électricité actuellement produite au Canada est de source hydraulique. Outre les projets hydroélectriques annoncés, on suppose dans les deux scénarios que des projets hydroélectriques à grande échelle se poursuivront à Gull Island (Labrador), Grande-Baleine (Québec), Peace Site C (C.-B.) et Gull Rapids (Manitoba). La plupart de ces projets sont loin des centres de consommation et l'infrastructure de transport exige d'importants investissements. La capacité de production d'hydroélectricité, exception faite des petites centrales, devrait atteindre 79 GW d'ici 2025 selon les deux scénarios, soit près de 20 % de plus que le niveau actuel. La construction de grands complexes hydroélectriques est certes très coûteuse, mais les frais de combustible et d'exploitation de ces complexes sont généralement faibles, de sorte que l'hydroélectricité est la source de charge de base la moins chère. Le nombre d'endroits où l'on peut construire de tels complexes est cependant restreint et, suivant les deux scénarios, l'hydroélectricité ne pourra à elle seule répondre à la demande accrue. Par conséquent, il faudra recourir à des sources non hydrauliques (comme les combustibles fossiles, l'énergie éolienne, la biomasse, etc.). La part de l'hydroélectricité diminue donc avec le temps, mais elle continue de s'établir à quelque 50 % de la production totale, suivant les deux scénarios, à la fin de la période de projection.

Nucléaire : Les deux scénarios présupposent le prolongement de la durée de vie utile de toutes les centrales nucléaires ontariennes et la remise en service de toutes les centrales immobilisées. Les centrales de Pointe Lepreau (N.-B.) et Gentilly-2 (Québec) seront remises à neuf. Toutefois, selon le scénario PO, le secteur de l'électricité continue de préférer les combustibles fossiles, ce qui n'incite pas à la construction de nouvelles centrales nucléaires. Dans le scénario TV, de nouvelles installations de production au nucléaire sont concevables en raison du rendement économique et opérationnel relativement élevé du réacteur nucléaire Candu avancé (RCA), de la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* et des préoccupations accrues du public et des gouvernements au sujet des émissions de GES. C'est pourquoi, selon le scénario TV, des réacteurs nucléaires avancés sont installés dans des centrales existantes en Ontario et au Nouveau-Brunswick.

Gaz naturel : L'industrie de l'électricité préfère la production au gaz naturel parce que le gaz est le combustible hydrocarboné le moins polluant. De plus, la production au gaz naturel est très efficace et exige un investissement relativement faible; les délais de construction sont également plus courts. Depuis quelques années, les prix relativement élevés du gaz naturel et leur instabilité préoccupent les producteurs d'électricité au gaz naturel, les promoteurs de ce mode de production et les investisseurs. En supposant que les prix du gaz naturel demeurent dans les limites de la fourchette projetée, les deux scénarios prévoient d'importantes augmentations de capacité d'électricité produite au moyen de gaz naturel au cours de la période de projection, soit 17,6 GW selon le scénario PO et 14,6 GW dans le scénario TV. Jusqu'à 2025, la demande de gaz naturel pour les besoins de production d'électricité augmente considérablement

Réacteurs nucléaires avancés

Un intérêt renouvelé au cours des dernières années à l'endroit des centrales nucléaires a mené à un certain nombre de nouveautés, comme le réacteur modulaire à lit de boulets (germano-sud-africain), le réacteur à eau bouillante avancé (américain) et le réacteur CANDU avancé, ou RCA (canadien). Les technologies ainsi mises de l'avant sont diverses, mais l'objectif visé est le même dans tous les cas, soit la production d'une énergie nucléaire moins coûteuse grâce à la compression des dépenses en immobilisations et des délais de construction au moyen de conceptions normalisées pré-approuvées et de modules.

Le RCA est un membre à part entière de cette nouvelle famille de réacteurs. Énergie atomique du Canada limitée (EACL) vise un plafonnement des dépenses en immobilisations de 1 000 $US/MW ainsi qu'un délai maximal de quatre ans en vue de l'obtention des approbations règlementaires et de l'achèvement des travaux de construction. Le premier de ces objectifs est considérablement inférieur aux chiffres actuels pour les réacteurs CANDU (1 500 $US/MW). Les économies prévues devraient dériver de l'utilisation d'un uranium faiblement enrichi, nécessitant une quantité moindre d'eau lourde, de même que de l'emploi de nouvelles techniques de construction modulaire éprouvées en Asie.

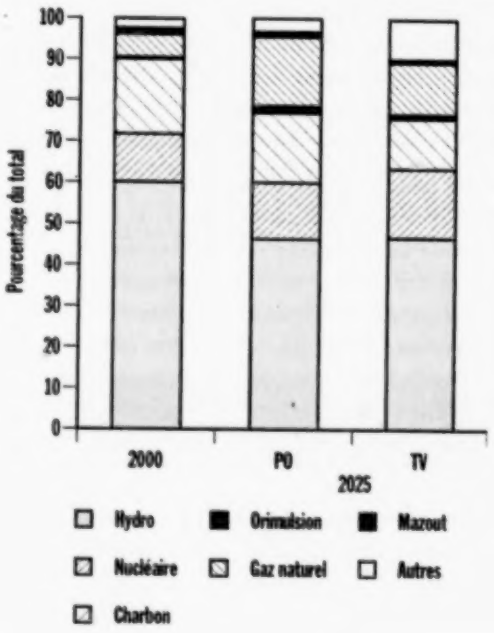
Compte tenu des coûts plus faibles qui y sont associés, le RCA pourrait bien figurer parmi les nouvelles sources de production d'énergie les plus économiques qui soient au Canada. Dans le cadre du scénario TV, on suppose que le RCA atteindra les objectifs de coûts visés, justifiant ainsi sa construction là où des centrales nucléaires existent déjà.

pour passer de 335 PJ à 1 067 PJ selon le scénario PO et à 746 PJ d'après le scénario TV. Dans ce dernier cas, la demande plus faible reflète l'importance accrue de l'énergie au nucléaire et celle des technologies de remplacement et des combustibles renouvelables.

Dans la plupart des provinces où elle est possible, la production au gaz naturel est généralement l'option la plus coûteuse, de sorte qu'elle détermine le coût différentiel de l'électricité. Les installations de cogénération qui utilisent le gaz naturel font exception parce qu'elles sont si efficaces qu'elles représentent souvent une source d'énergie peu coûteuse.

L'implantation d'importantes installations de cogénération utilisant le gaz naturel se fait en même temps que croît le nombre de projets d'exploitation des sables bitumineux et de récupération de bitume in situ. L'Alberta connaît la plus forte croissance de la demande de gaz naturel au pays, suivie du Québec, de l'Ontario et de la C.-B. La demande de gaz naturel pour la production d'électricité s'accentue également dans les provinces Maritimes.

Figure 5.2 Part de la production par type de combustible



Réacteurs nucléaires avancés

Un intérêt renouvelé au cours des dernières années à l'endroit des centrales nucléaires a mené à un certain nombre de nouveautés, comme le réacteur modulaire à lit de boulets (germano-sud-africain), le réacteur à eau bouillante avancé (américain) et le réacteur CANDU avancé, ou RCA (canadien). Les technologies ainsi mises de l'avant sont diverses, mais l'objectif visé est le même dans tous les cas, soit la production d'une énergie nucléaire moins coûteuse grâce à la compression des dépenses en immobilisations et des délais de construction au moyen de conceptions normalisées pré-approuvées et de modules.

Le RCA est un membre à part entière de cette nouvelle famille de réacteurs. Énergie atomique du Canada limitée (EACL) vise un plafonnement des dépenses en immobilisations de 1 000 $US/MW ainsi qu'un délai maximal de quatre ans en vue de l'obtention des approbations réglementaires et de l'achèvement des travaux de construction. Le premier de ces objectifs est considérablement inférieur aux chiffres actuels pour les réacteurs CANDU (1 500 $US/MW). Les économies prévues devraient dériver de l'utilisation d'un uranium faiblement enrichi, nécessitant une quantité moindre d'eau lourde, de même que de l'emploi de nouvelles techniques de construction modulaire éprouvées en Asie.

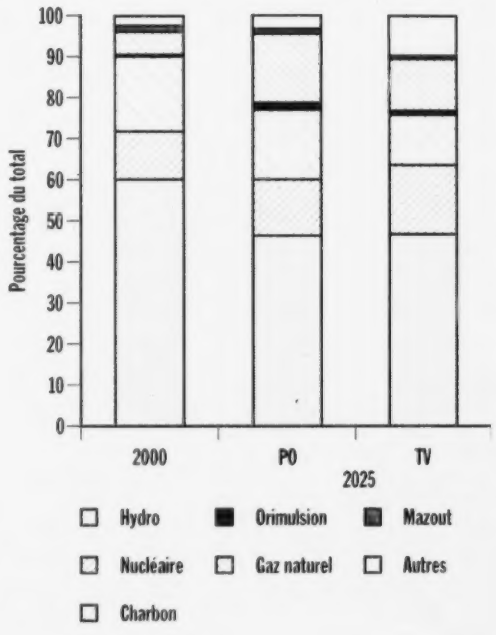
Compte tenu des coûts plus faibles qui y sont associés, le RCA pourrait bien figurer parmi les nouvelles sources de production d'énergie les plus économiques qui soient au Canada. Dans le cadre du scénario TV, on suppose que le RCA atteindra les objectifs de coûts visés, justifiant ainsi sa construction là où des centrales nucléaires existent déjà.

pour passer de 335 PJ à 1 067 PJ selon le scénario PO et à 746 PJ d'après le scénario TV. Dans ce dernier cas, la demande plus faible reflète l'importance accrue de l'énergie au nucléaire et celle des technologies de remplacement et des combustibles renouvelables.

Dans la plupart des provinces où elle est possible, la production au gaz naturel est généralement l'option la plus coûteuse, de sorte qu'elle détermine le coût différentiel de l'électricité. Les installations de cogénération qui utilisent le gaz naturel font exception parce qu'elles sont si efficaces qu'elles représentent souvent une source d'énergie peu coûteuse.

L'implantation d'importantes installations de cogénération utilisant le gaz naturel se fait en même temps que croît le nombre de projets d'exploitation des sables bitumineux et de récupération de bitume in situ. L'Alberta connaît la plus forte croissance de la demande de gaz naturel au pays, suivie du Québec, de l'Ontario et de la C.-B. La demande de gaz naturel pour la production d'électricité s'accentue également dans les provinces Maritimes.

Figure 5.2 Part de la production par type de combustible



Charbon : Dans le scénario PO, la confiance accordée aux techniques traditionnelles favorise l'implantation de centrales électriques alimentées au charbon, particulièrement en Alberta et en Saskatchewan, où des approvisionnements en abondance et peu coûteux concurrencent le gaz naturel. Des centrales au charbon se construisent en C.-B. dès 2010. Le nombre de centrales au charbon augmente également selon le scénario TV, mais pour des raisons différentes. Le rendement du charbon sur le plan environnemental s'améliore considérablement, grâce au développement de la technologie du charbon épuré, notamment le procédé GICC.

Bien que les centrales au charbon exigent un apport massif de capitaux, l'électricité qu'elles produisent est moins coûteuse que celle des éoliennes ou des centrales au gaz naturel. La construction de nouvelles centrales au charbon est généralement préoccupante, mais le charbon de l'Alberta est d'une variété « propre » parce que sa combustion produit moins de SO_2.

Orimulsion^MD : L'Orimulsion^MD est un mélange de bitume et d'eau utilisé au Nouveau-Brunswick pour produire de l'électricité. On suppose dans le scénario PO que cette province continue d'utiliser ce combustible et que la Nouvelle-Écosse commence à le faire. Dans le scénario TV, l'utilisation d'Orimulsion^MD ne progresse pas au-delà des installations en place, où dont la construction a été annoncée, au Nouveau-Brunswick, en raison d'actions relativement fermes sur l'environnement.

Mazout : Les centrales au mazout produisent le plus souvent au cours des périodes de pointe, ou elles sont en exploitation dans les régions où d'autres combustibles fossiles ne sont pas disponibles. Les deux scénarios prévoient une diminution de la part détenue par la production au mazout, qui compte actuellement pour moins de 2 % de la production canadienne totale. Le déclin est plus prononcé dans le scénario TV en raison des préoccupations soulevées par les effets de la combustion de mazout sur l'environnement.

Technologies de remplacement et combustibles renouvelables : Selon le scénario PO, le ralentissement du développement technologique a pour effet de limiter la production que l'on pourrait attendre de ces sources d'énergie. Par conséquent, cette production est plus coûteuse que celle de l'électricité produite de manière traditionnelle et ne présente donc aucun intérêt sauf dans quelques marchés à créneaux. Dans ce scénario, les consommateurs reconnaissent les avantages environnementaux des technologies de remplacement et combustibles renouvelables, sans pour autant consentir à payer le prix de ces bénéfices.

Suivant le scénario TV, l'utilisation des technologies de remplacement et des combustibles renouvelables croît plus rapidement que dans le scénario PO. Il s'agit le plus souvent d'applications recourant à l'énergie éolienne, à la biomasse et aux petites centrales hydroélectriques; l'énergie solaire, marémotrice ou géothermique occupe aussi certains créneaux. Le coût de l'énergie éolienne devrait baisser parce que l'amélioration de l'aérodynamisme des turbines, le développement de matériaux légers mais robustes et les progrès technologiques en matière de générateurs de petite taille réduisent les coûts en capital. L'utilisation de biomasse pourrait se répandre si l'on favorise l'utilisation du biogaz provenant des parcs d'engraissement et des déchets solides dans les grands centres urbains.

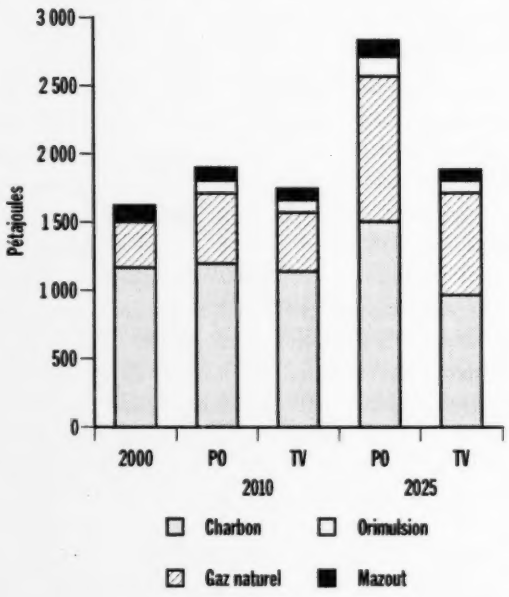
Le développement des technologies de remplacement et des combustibles renouvelables dépend dans une certaine mesure du soutien gouvernemental sous forme de programmes coordonnés de sensibilisation du public, de financement des efforts de recherche et développement, et de stimulants financiers. Par exemple, le gouvernement fédéral stimule le développement du secteur éolien en accordant des crédits à la production. La plupart des provinces ont songé à introduire des initiatives visant à favoriser ces technologies et combustibles, ou l'ont déjà fait (que l'on pense aux normes en matière d'énergie renouvelable et aux crédits à la production).

La part tenue par les combustibles renouvelables dans la gamme des matières premières de production d'électricité augmente à mesure que la technologie progresse et que le coût de ces combustibles diminue. Selon les deux scénarios, la capacité de l'énergie éolienne enregistre les plus fortes augmentations, passant entre 2001 et 2025 de 0,2 GW à 3,3 GW dans le scénario PO et à 11,2 GW selon le scénario TV.

Demande de combustibles fossiles pour la production d'électricité : Une des différences importantes entre les deux scénarios concerne les projections sur la production au moyen de combustibles fossiles (figure 5.3). Bien que la demande globale soit semblable d'un scénario à l'autre (la croissance économique plus forte dans le scénario TV est contrebalancée par l'accroissement de l'efficience),

l'utilisation accrue de technologies de remplacement, de combustibles renouvelables et de l'énergie nucléaire dans le scénario TV se traduit par un écart considérable en matière de consommation de combustibles fossiles. Suivant le scénario PO, la production au moyen de combustibles fossiles augmente considérablement. Selon le scénario TV, elle demeure au niveau actuel, soit environ 27 % du total. En conséquence, la demande de combustibles fossiles (charbon, gaz naturel, Orimulsion[MD] et mazout) augmente de presque le double au cours de la période de projection du scénario PO. Selon le scénario TV, elle augmente de 16 % par rapport au niveau actuel.

Figure 5.3 Demande de combustibles fossiles pour la production d'électricité



Consommation spécifique de chaleur

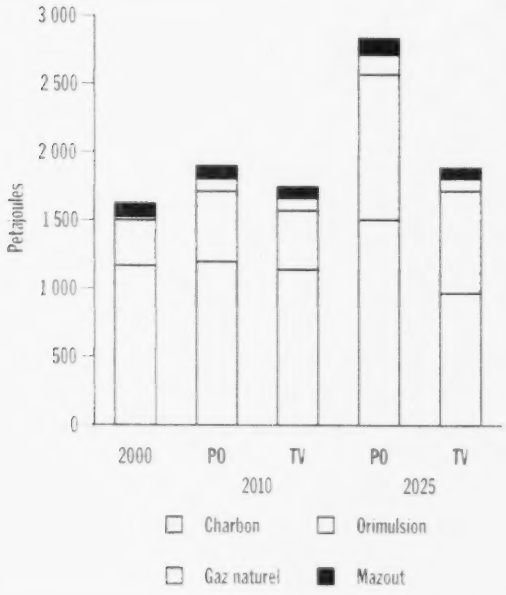
La consommation spécifique de chaleur est la quantité de combustible nécessaire pour produire de l'électricité. Elle est habituellement exprimée en gigajoules par gigawattheure (GJ/GWh). Plus la consommation spécifique est faible, plus le rendement de l'installation est élevé.

La quantité de combustible utilisé pour produire l'électricité s'obtient en multipliant la quantité d'électricité produite par la consommation spécifique de chaleur. Les taux de consommation antérieurs des unités existantes ont été utilisés lorsqu'ils étaient disponibles. Pour ce qui est des unités futures où des situations où ces renseignements n'existent pas, les taux de consommation spécifique utilisés sont indiqués dans le tableau ci-dessous. Les deux scénarios prévoient l'amélioration des taux de consommation spécifique de chaleur, mais cette amélioration sera plus forte et plus rapide dans le scénario TV.

Hypothèses de consommation spécifique de chaleur

Technique de production	PO (GJ/GWh)		TV (GJ/GWh)	
	Jusqu'à 2015	Après 2015	Jusqu'à 2010	Après 2010
Charbon classique	9 900	9 600	9 900	sans objet
GICC	sans objet	sans objet	sans objet	7 200
Cogénération	5 500	5 500	5 500	5 500
Cycle combiné	8 000	7 200	8 000	6 700
Turbine	12 000	10 800	12 000	8 440
CANDU RCA	sans objet	sans objet	sans objet	9 000

Figure 5.3 Demande de combustibles fossiles pour la production d'électricité



Consommation spécifique de chaleur

Hypothèses de consommation spécifique de chaleur

Technique de production	PO		TV	
	(GJ/GWh)		(GJ/GWh)	
	Jusqu'à 2015	Après 2015	Jusqu'à 2010	Après 2010
Charbon classique	9 900	9 600	9 900	sans objet
GICC	sans objet	sans objet	sans objet	7 200
Cogeneration	5 500	5 500	5 500	5 500
Cycle combine	8 000	7 200	8 000	6 700
Turbine	12 000	10 800	12 000	8 440
CANDU RCA	sans objet	sans objet	sans objet	9 000

5.1.2 ÉQUILIBRE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE

Exportations et importations : Le Canada, dans le passé, a été un exportateur net d'électricité et les exportations ont oscillé entre 7 et 9 % de la production totale. La plupart des exportations sont attribuables aux provinces pourvues d'abondantes ressources hydrauliques, étant donné que les coûts de production de l'hydroélectricité sont relativement bas. L'utilisation accrue du gaz naturel pour la production d'électricité au Canada aura pour effet de hausser le coût de production moyen, ce qui pourrait influer sur les exportations puisque les clients des États-Unis pourront importer du gaz naturel et produire leur propre électricité à des coûts comparables. Cependant, à mesure que des organisations de transport régionales seront mises sur pied, les exportateurs canadiens auront accès à de plus vastes marchés transfrontières régionaux et les provinces capables de stocker des ressources hydrauliques continueront de pouvoir acheter de l'électricité en périodes creuses et la revendre en périodes de pointe (figure 5.4).

Selon le scénario PO, les exportations augmentent dans la mesure où de la capacité de transport est disponible à cette fin et il n'y a pas de congestion à long terme sur le réseau nord-américain. La hausse des exportations est attribuable à la cogénération rendue possible par l'aménagement d'installations d'exploitation des sables bitumineux, à la remise en service de centrales nucléaires en Ontario et à d'éventuels surplus qui seraient créés à la suite de l'agrandissement du complexe du cours inférieur du fleuve Churchill. Dans ce scénario, les exportations oscillent entre 40 et 60 TWh.

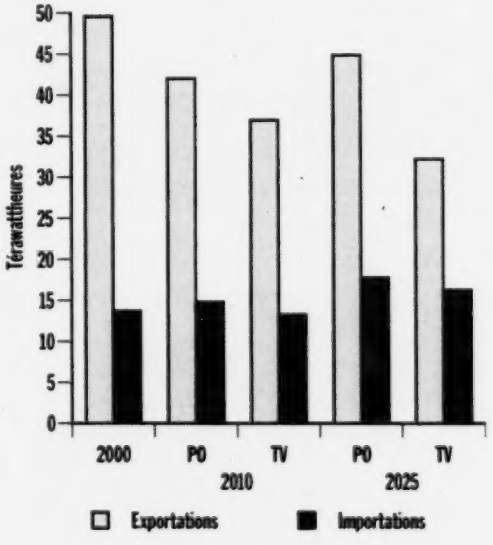
Suivant le scénario TV, l'électricité résultant de l'exploitation des sables bitumineux est utilisée sur le marché intérieur plutôt que d'être exportée. Par conséquent, les niveaux d'exportation varient de 30 à 50 TWh par année.

Les projections d'exportations d'électricité sont fondées en grande partie sur la moyenne des données passées relatives aux conditions hydrauliques, étant donné que la plupart des exportations d'électricité sont effectuées par les provinces bien pourvues en ressources hydrauliques. Tout changement dans les conditions hydrauliques pourrait influer grandement sur les exportations; à titre d'exemple, une hausse de 5 % du niveau d'eau peut faire grimper les exportations de 9 à 10 TWh annuellement.

Les importations d'électricité sont semblables d'un scénario à l'autre. Elles reflètent dans l'un et l'autre le désir de profiter d'échanges à court terme, plutôt que la nécessité de répondre aux besoins à long terme sur le marché intérieur. Les projections d'importations tiennent compte du Traité du fleuve Columbia, dans lequel il est prévu que des quantités d'électricité pouvant atteindre la moitié de ce que les centrales hydroélectriques produisent le long du fleuve Columbia aux États-Unis soient ramenées en C.-B. et/ou revendues dans les marchés américains.

Transferts interprovinciaux : En 2001, les transferts interprovinciaux d'électricité ont atteint un total de 45 TWh, dont environ 66 % du Labrador au Québec en vertu d'un contrat à long terme. En règle générale, les transferts entre un réseau hydroélectrique (p. ex., du Manitoba, de la C.-B. et du Québec) et un réseau à production thermique (p. ex., de l'Ontario, de l'Alberta et de la Saskatchewan) améliorent le rendement opérationnel des deux réseaux. Un réseau à production thermique peut exporter de l'électricité moins coûteuse la nuit pendant que le réseau hydroélectrique utilise moins d'eau. Durant les périodes de forte demande, le réseau hydroélectrique fait parvenir de l'électricité au réseau à production thermique et, par le fait même, ce dernier n'a pas à consommer autant d'énergie thermique, qui est plus coûteuse.

Figure 5.4 Exportations et importations d'électricité



Suivant les deux scénarios, les transferts entre le Labrador et le Québec augmentent nettement une fois que le projet du cours inférieur du fleuve Churchill est achevé. L'interconnexion proposée (1 250 MW) entre les réseaux de transport de l'Ontario et du Québec se traduit par une hausse des transferts entre ces provinces. Les transferts interprovinciaux augmentent davantage selon le scénario TV à la suite de transferts, de l'Alberta à la C.-B., d'excédents produits par les projets de sables bitumineux dans la région de Fort McMurray.

5.1.3 ENJEUX ET RÉPERCUSSIONS

Restructuration

La restructuration du secteur de l'électricité se poursuivra au Canada, mais à un rythme différent d'une province à l'autre. Dans l'idéal, la restructuration favorise la concurrence, rehausse l'efficience du marché et permet de diversifier la gamme de services et l'éventail de fournisseurs. À ce jour, au Canada, la restructuration n'a pas influé sur les prix à la consommation comme prévu et ses répercussions demeurent incertaines. La restructuration devrait apporter des changements graduels dans le secteur de l'électricité : un plus grand nombre de participants sur le marché, l'introduction de nouvelles structures de marché et de nouveaux régimes réglementaires ainsi que l'offre d'options d'approvisionnement plus nombreuses aux consommateurs.

Offre et prix du gaz naturel

Diverses préoccupations au sujet de la disponibilité et de la volatilité des prix du gaz naturel pourraient influer sur le choix de combustible pour la production d'électricité. Selon le scénario PO, les producteurs pourraient se voir contraints de développer des installations utilisant deux combustibles et de prendre en considération d'autres possibilités comme l'Orimulsion[MD] dans les Maritimes; le nucléaire ou l'Orimulsion[MD] au Québec; le charbon ou le nucléaire en Ontario; le charbon dans les provinces de l'Ouest. Dans le scénario TV, les producteurs des Maritimes et de l'Est du Canada pourraient se fier davantage au nucléaire, et ceux de l'Ouest du pays, au charbon épuré. L'utilisation accrue du gaz naturel pour l'alimentation des centrales électriques favorise la convergence des marchés et des prix du gaz naturel avec ceux de l'électricité.

Transport

Au Canada, la capacité de transport est généralement adéquate pour assurer les mouvements interprovinciaux et internationaux, mais il devient nécessaire de l'accroître au fur et à mesure que le commerce d'électricité prend de l'ampleur. Les initiatives de restructuration prises à l'échelon provincial, de même que les initiatives de la Federal Energy Regulatory Commission, aux États-Unis, relatives aux organisations de transport régionales et à la conception normalisée du marché, pourraient se répercuter sur le réseau de transport canadien.

Les deux scénarios partent de l'hypothèse qu'il y aura des ajouts de capacité entre le Labrador et le Québec par suite des aménagements hydroélectriques du cours inférieur du fleuve Churchill, et que le projet Québec-Ontario de 1 250 MW sera mis en service. En outre, il est supposé dans le scénario PO que le projet NorthernLights ou un projet semblable assure une liaison entre la région des sables bitumineux de l'Alberta et le Nord-Ouest des États-Unis, et dans le scénario TV que la capacité de transport entre l'Alberta et la C.-B. est augmentée. Ni l'un ni l'autre des scénarios ne prévoit de réseau de transport est-ouest, mais tout agrandissement du réseau interprovincial pourrait favoriser les échanges entre les provinces.

Nucléaire

L'énergie nucléaire présente plusieurs avantages : un approvisionnement en uranium assuré, un faible coût de production et des émissions de gaz à effet de serre en quantités négligeables. Ces facteurs positifs sont toutefois contrebalancés par les préoccupations du public au sujet des déchets radioactifs et de la sécurité des centrales. L'industrie nucléaire pourrait

juger nécessaire de rassurer le public au sujet de ces inquiétudes avant de construire de nouvelles centrales. Faute d'énergie nucléaire additionnelle en quantités notables, il faudra développer plus de capacité de production au gaz naturel et/ou au charbon (selon le scénario envisagé). En Ontario, les enjeux d'importance critique pour ses approvisionnements futurs comprennent la remise en service d'unités nucléaires actuellement fermées et une politique environnementale concernant la production au charbon. En Ontario, tout aménagement de nouvelles centrales nucléaires dépendra en grande partie de l'opinion publique.

Mise en valeur des sables bitumineux

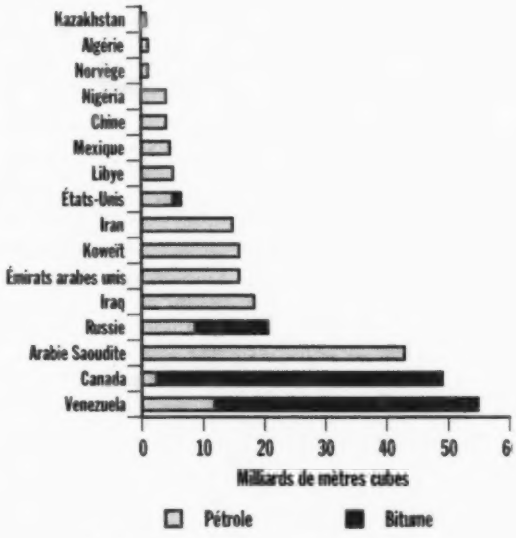
L'ampleur de la mise en valeur des sables bitumineux influe directement sur le développement de capacité de production au gaz naturel en Alberta. Dans l'ensemble, on prévoit dans le scénario PO que la mise en valeur des sables bitumineux prendra de l'ampleur et entraînera la création d'énergie excédentaire qu'il sera possible d'exporter à partir d'installations de cogénération et qui favorisera la mise en place d'une capacité de transport supplémentaire réservée à l'exportation. Suivant le scénario TV, la quantité d'électricité provenant des centrales de cogénération des projets de sables bitumineux est relativement faible et la préférence est alors accordée à l'amélioration du réseau de transport existant. L'énergie produite est surtout destinée aux marchés de l'Alberta et de la C.-B.

5.2 Pétrole brut

5.2.1 RESSOURCES EN PÉTROLE BRUT ET EN BITUME

Le Canada se classe premier au monde sur le plan des ressources en bitume et deuxième, derrière le Venezuela, pour les ressources totales découvertes récupérables en pétrole brut et en bitume.

Figure 5.5 Ressources mondiales en pétrole et en bitume

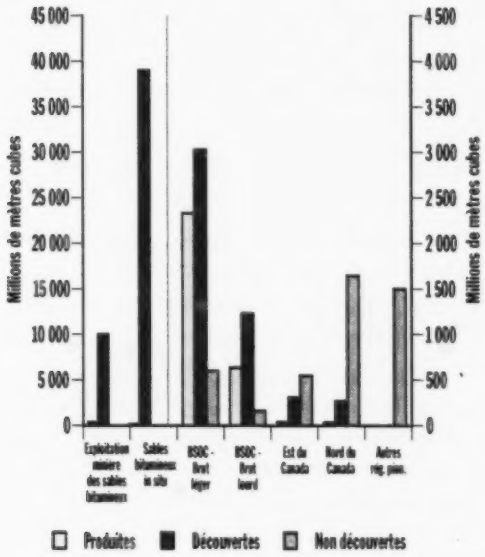


Source : Petro-Canada, EUB, Oil and Gas Journal
Nota : Pour ce qui est de l'Arabie Saoudite, il s'agit de réserves prouvées

Les ressources estimatives en pétrole brut et en bitume sont les mêmes dans les deux scénarios. Les ressources estimatives en bitume sont publiées par l'Alberta Energy and Utilities Board, tandis que les ressources classiques s'appuient sur les estimations publiées par les organismes énergétiques provinciaux, les offices des hydrocarbures extracôtiers, la Commission géologique du Canada et l'ONÉ.

Les gisements de sables bitumineux de l'Alberta contiennent selon les estimations 400 $10^9 m^3$ de bitume initial en place, dont environ 12 % est actuellement jugé récupérable. On considère pouvoir en récupérer environ 10 $10^9 m^3$ à l'aide de méthodes d'exploitation à ciel ouvert et quelque 39 $10^9 m^3$ par des méthodes de récupération in situ. À la fin de l'exercice 2000, seulement 1 % des ressources en bitume avait été produit.

Figure 5.6 Ressources en sables bitumineux et ressources classiques du BSOC



En revanche, les ressources classiques en pétrole brut du BSOC reflètent un bassin producteur mûr : environ 64 % du pétrole léger récupérable et 46 % du pétrole lourd ont déjà été produits.

Dans l'Est du Canada, les ressources en pétrole brut classique non découvert sont estimées à 547 $10^6 m^3$, dont la plupart sont situées dans les zones extracôtières de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse. Pour ce qui est du Nord canadien, seule une petite fraction des ressources estimatives en pétrole brut de 1 646 $10^6 m^3$ a été découverte, soit environ 266 $10^6 m^3$. On croit que la majorité de ces ressources se trouvent dans la région delta du Mackenzie-mer de Beaufort, ainsi que dans l'Archipel arctique.

Les ressources des « autres régions pionnières » sont celles de zones où l'on croit qu'il existe un potentiel, mais où aucune découverte le confirmant n'a encore été faite, par exemple le bassin Laurentien et la région extracôtière de la Colombie-Britannique.

Le tableau 5.1 en annexe présente la répartition des réserves de pétrole brut et de bitume du Canada en plus amples détails.

5.2.2 PERSPECTIVES DE PRODUCTION

Les principaux facteurs qui influent sur la production de pétrole sont les suivants : le prix, le coût des approvisionnements, les forces du marché, l'écart entre le prix du pétrole léger et celui du pétrole lourd, la disponibilité d'agents de mélange pour le pétrole brut, la disponibilité de spécialistes et de travailleurs qualifiés, les contraintes environnementales, la consommation d'eau, le volume de ressources récupérables restantes et le rythme du développement technologique.

Le prix hypothétique retenu, soit 22 $US (WTI en 2001), permet de prévoir des chiffres très positifs pour ce qui est de la majorité des projets pétroliers examinés; les exploitants de nombreux projets de sables bitumineux et de récupération améliorée dans les gisements de pétrole classique obtiennent un rendement suffisant. L'instabilité des prix du pétrole est prise en compte, et le fait que des périodes de bas prix retarderont parfois la mise en production de quantités supplémentaires.

La baisse de production de pétrole brut classique dans le BSOC et aux États-Unis, jumelée à l'augmentation de la demande, contribue à la croissance du marché du pétrole brut dérivé des sables bitumineux canadiens, tant le brut valorisé que les mélanges bitumineux, et du marché du pétrole de la côte Est. L'achat d'éléments d'actif américains en aval par des producteurs canadiens constitue un autre facteur de la croissance du marché.

Les améliorations au niveau des coûts de l'approvisionnement dans l'industrie du pétrole au Canada sont principalement attribuables au développement et à la mise en application de techniques de pointe, notamment dans le secteur des sables bitumineux. C'est pourquoi les hypothèses quant au rythme de développement technologique sont une importante caractéristique distinctive de ces scénarios.

Selon le scénario PO, les gouvernements interviennent en vue d'améliorer la sécurité des approvisionnements. Ces actions se traduisent par un développement énergique de la production des sables bitumineux en Amérique du Nord et par un marché facile pour les exportations canadiennes. Bien que l'on prévoit la saturation périodique du marché américain par le pétrole brut canadien et l'élargissement de l'écart entre le prix du pétrole léger et celui du pétrole lourd, il ne s'agit pas d'un problème majeur dans ce scénario. L'accroissement de la production dans le scénario PO n'est pas contraint par les préoccupations environnementales.

Des facteurs contradictoires agissent sur l'offre de pétrole canadien dans le scénario TV. Plus le développement technologique est rapide, plus les coûts d'approvisionnement sont bas, notamment pour les projets de sables bitumineux et de brut lourd classique. En revanche, un accent plus prononcé sur les questions environnementales joint à des prix du gaz naturel élevés et un marché moins robuste pour les mélanges de pétrole brut font en sorte que le brut léger est privilégié et que l'écart augmente dans l'ensemble entre le prix du brut léger et celui du brut lourd. Ces facteurs font en sorte que la production des sables bitumineux et du pétrole lourd est plus faible au début que dans le scénario PO, mais que les percées technologiques permettent à la longue de réduire l'écart entre les niveaux de production. Ce scénario est caractérisé par de plus forts niveaux de production de pétrole léger que le scénario PO, en raison de la préférence accordée au brut léger, mais aussi par de meilleurs taux de découverte et des coûts d'approvisionnement plus faibles par suite du développement technologique plus rapide.

Certaines des principales hypothèses sont les mêmes pour les deux scénarios :

- la capacité d'acheminement par pipeline n'a pas d'effet contraignant indu sur la production. La capacité de production peut, à l'occasion, dépasser la capacité pipelinière, mais dans l'ensemble celle-ci est augmentée au moment opportun;
- le manque occasionnel de condensat pour les besoins de mélange du pétrole brut lourd ne freine pas la production outre mesure;
- les projets de sables bitumineux ont accès à des quantités suffisantes de gaz naturel tout au long de la période de projection;
- il n'y a aucune production pétrolière au large de la côte Ouest en raison de questions environnementales;
- il n'y a aucune production pétrolière dans les régions du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, parce qu'il en coûterait trop cher pour mettre le pétrole au marché;
- les appareils de forage ou les services d'exploitation pétrolière ne présentent pas de problème de disponibilité pouvant restreindre la croissance de la production et des réserves outre mesure.

Les principales hypothèses propres à chacun des scénarios sont les suivantes :

Tableau 5.1 Principales hypothèses sur l'offre de pétrole

Pression de l'offre	Techno-vert
• L'écart entre le prix du pétrole brut léger et celui du pétrole brut lourd (indice Par Light à Edmonton moins l'indice Hardisty Heavy) demeure constant à la moyenne à long terme de 5,50 $US le baril. • Les gouvernements instaurent des politiques qui stimulent la production canadienne de pétrole brut et de bitume. • Les questions environnementales ne limitent pas la production outre mesure. • Les innovations technologiques évoluent au même rythme qu'au cours des dix dernières années.	• L'écart entre le prix du pétrole brut léger et celui du pétrole brut lourd augmente avec le temps, mais se situe à une moyenne de 7,50 $US le baril, soit environ 2,00 $US de plus que la moyenne des dix dernières années. • Les gouvernements instaurent des politiques qui visent à protéger l'environnement. • Des considérations d'ordre environnemental limitent la production. • La technologie évolue rapidement.

Des facteurs contradictoires agissent sur l'offre de pétrole canadien dans le scénario TV. Plus le développement technologique est rapide, plus les coûts d'approvisionnement sont bas, notamment pour les projets de sables bitumineux et de brut lourd classique. En revanche, un accent plus prononcé sur les questions environnementales joint à des prix du gaz naturel élevés et un marché moins robuste pour les mélanges de pétrole brut font en sorte que le brut léger est privilégié et que l'écart augmente dans l'ensemble entre le prix du brut léger et celui du brut lourd. Ces facteurs font en sorte que la production des sables bitumineux et du pétrole lourd est plus faible au début que dans le scénario PO, mais que les percées technologiques permettent à la longue de réduire l'écart entre les niveaux de production. Ce scénario est caractérisé par de plus forts niveaux de production de pétrole léger que le scénario PO, en raison de la préférence accordée au brut léger, mais aussi par de meilleurs taux de découverte et des coûts d'approvisionnement plus faibles par suite du développement technologique plus rapide.

Certaines des principales hypothèses sont les mêmes pour les deux scénarios :

- la capacité d'acheminement par pipeline n'a pas d'effet contraignant indu sur la production. La capacité de production peut, à l'occasion, dépasser la capacité pipelinière, mais dans l'ensemble, celle-ci est augmentée au moment opportun;
- le manque occasionnel de condensat pour les besoins de mélange du pétrole brut lourd ne freine pas la production outre mesure;
- les projets de sables bitumineux ont accès à des quantités suffisantes de gaz naturel tout au long de la période de projection;
- il n'y a aucune production pétrolière au large de la côte Ouest en raison de questions environnementales;
- il n'y a aucune production pétrolière dans les régions du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, parce qu'il en coûterait trop cher pour mener le pétrole au marché;
- les appareils de forage ou les services d'exploitation pétrolière ne présentent pas de problème de disponibilité pouvant restreindre la croissance de la production et des réserves outre mesure.

Les principales hypothèses propres à chacun des scénarios sont les suivantes :

Tableau 5.1 Principales hypothèses sur l'offre de pétrole

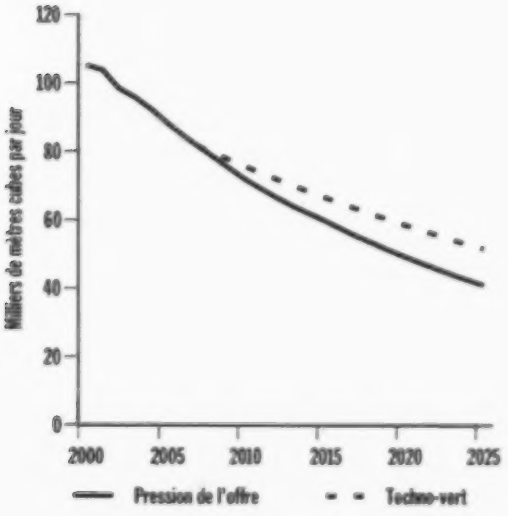
Pression de l'offre	Tachonnement
• L'écart entre le prix du pétrole brut léger et celui du pétrole brut lourd (indice Par Light à Edmonton moins l'indice Hardisty Heavy) demeure constant à la moyenne à long terme de 5,50 $US le baril. • Les gouvernements instaurent des politiques qui stimulent la production canadienne de pétrole brut et de bitume. • Les questions environnementales ne limitent pas la production outre mesure. • Les innovations technologiques évoluent au même rythme qu'au cours des dix dernières années.	• L'écart entre le prix du pétrole brut léger et celui du pétrole brut lourd augmente avec le temps, mais se situe à une moyenne de 7,50 $US le baril, soit environ 2,00 $US de plus que la moyenne des dix dernières années. • Les gouvernements instaurent des politiques qui visent à protéger l'environnement. • Des considérations d'ordre environnemental limitent la production. • La technologie évolue rapidement.

Les points saillants des projections de l'offre relatives à chaque catégorie de pétrole brut sont présentés ci-après. Pour faciliter les comparaisons, les projections des deux scénarios (PO et TV) figurent dans les mêmes graphiques.

Pétrole brut léger classique – BSOC

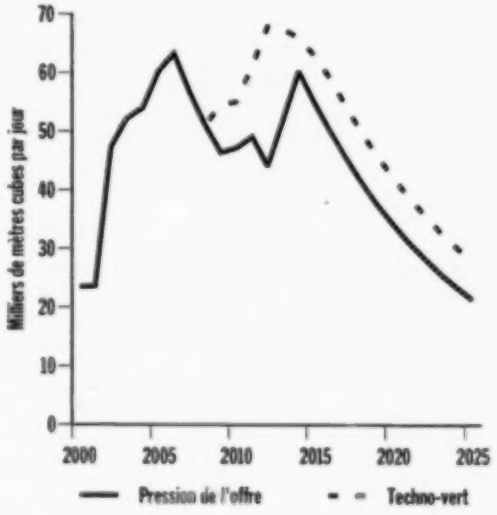
- Selon le scénario PO, la tendance qui indique une diminution à long terme de 4 % se maintient, ce qui correspond à un bassin mûr.
- Dans les deux scénarios, le maintien des niveaux de production indiqués est assuré par des additions de réserves considérables attribuables à de nouvelles découvertes, aux forages intercalaires et à l'application des techniques de récupération améliorée.
- Selon le scénario TV, les effets de la technologie de pointe et la préférence accordée au brut léger par rapport au brut lourd entraînent une production plus élevée que dans le scénario PO après 2007. En 2025, l'écart envisagé est de 20 %, ou d'environ 10 000 m³/j.
- De meilleurs taux de découverte, l'application à plus grande échelle des méthodes de forage intercalaire et la récupération améliorée se traduisent dans le scénario TV par une production plus élevée que dans le scénario PO.

Figure 5.7 Pétrole brut léger classique – BSOC



Production de pétrole brut léger dans l'Est du Canada

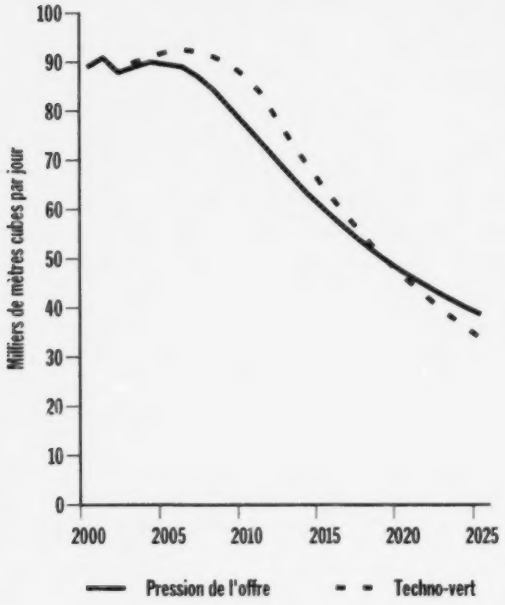
Figure 5.8 Production de pétrole brut léger dans l'Est du Canada



- La production actuelle provient presque entièrement de la zone extracôtière de Terre-Neuve et pour le reste, de l'Ontario.
- Hibernia et Terra Nova produisent déjà. Selon les deux scénarios, le champ White Rose entre en production en 2005. Le champ Hebron entre en production en 2009 d'après le scénario TV et en 2010 dans le scénario PO. Les chiffres comprennent également des quantités provenant de gisements satellites dans le bassin Jeanne d'Arc.
- On découvre un gisement de taille comparable à celle de Terra Nova dans les régions relativement inexplorées de la côte Est, éventuellement les eaux profondes à la Plate-forme Néo-Écossaise, le bassin Laurentien ou Flemish Pass. Ce gisement entre en production en 2011 selon le scénario TV et en 2013 dans le scénario PO. La diminution des niveaux de production après 2014 reflète le déclin naturel des gisements exploités, jumelé à une pénurie de ressources découvertes.
- En 2025, les niveaux de production dans le scénario TV sont de 6 500 m³/j de plus que ceux du scénario PO.

Pétrole brut lourd classique – BSOC

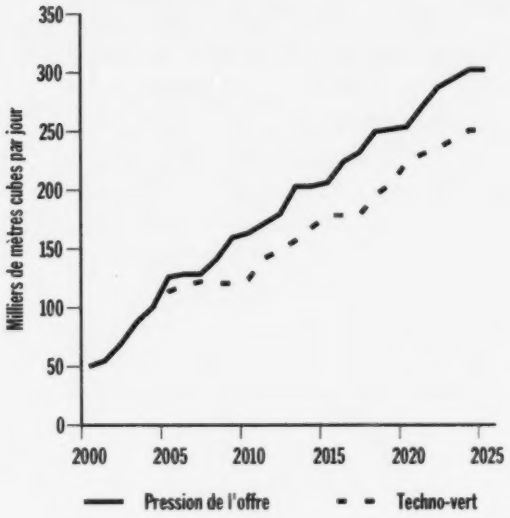
Figure 5.9 Pétrole brut lourd classique – BSOC



- L'Alberta et la Saskatchewan sont les principales sources de pétrole brut lourd classique. La C.-B. en produit de petites quantités.
- Selon le scénario PO, l'accroissement de la production se poursuit, conformément à la tendance historique; le volume produit plafonne à 92 500 m^3/j en 2006. La production fléchit compte tenu de la totalité des ressources disponibles.
- Dans le scénario TV, l'élan du début ne peut être maintenu en raison des coûts nécessaires au respect des conditions environnementales plus rigoureuses, de l'écart supérieur entre le prix du brut léger et celui du brut lourd et des marchés de brut lourd plus restreints. On assiste en contrepartie à un apport technologique plus important, notamment par l'application plus répandue des méthodes de forage horizontal, notamment les forages multiples depuis un même puits, et l'application à plus grande échelle des méthodes de récupération améliorée dans les gisements de pétrole classique, telles que le DGMV, l'injection de vapeur de solvants (VAPEX) ou l'injection d'air par la méthode THAI (Toe to Heel Air Injection), méthode expérimentale de combustion in situ.

Offre de bitume – Exploitation minière/ production valorisée

Figure 5.10 Offre de bitume – Exploitation minière/ production valorisée

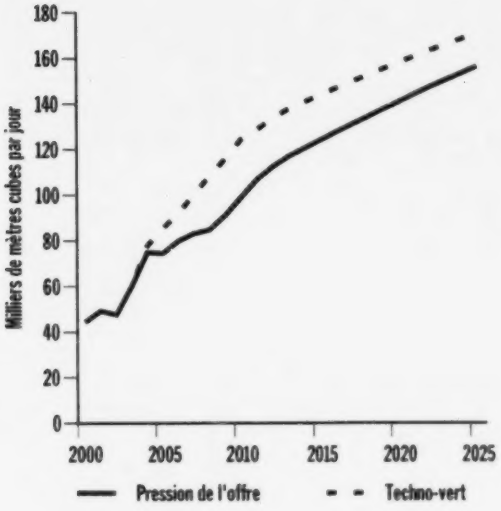


- Dans les deux scénarios, l'indice WTI de 22 $US permet aux exploitants de sables bitumineux de générer des flux de trésorerie suffisants pour hausser les niveaux de production de façon assez dynamique.
- Le rythme des progrès technologiques a un effet direct sur les frais d'exploitation. Selon le scénario PO, ces frais varient de 12 à 14 $CA le baril, comparativement à une variation de 8 à 10 $CA dans le scénario TV.
- Suivant le scénario TV, les exigences environnementales plus rigoureuses que les exploitants de sables bitumineux doivent respecter, et l'accroissement (perçu) du risque économique représenté par les éventuelles mesures de protection environnementale, ralentissent le rythme du développement.
- Durant la période 2007-2010, selon le scénario TV, les exploitants s'adaptent aux nouvelles règles et les progrès technologiques plus rapides ont pour effet de réduire les coûts et de favoriser l'accroissement de la production. Bien que le taux d'accroissement de la production soit semblable à celui qui est supposé dans le scénario PO,

l'exploitation minière et la production valorisée demeurent dans l'ensemble bien inférieures à celles prévues dans le scénario PO, c'est-à-dire quelque 51 700 m^3/j de moins en 2025.

Offre de bitume in situ

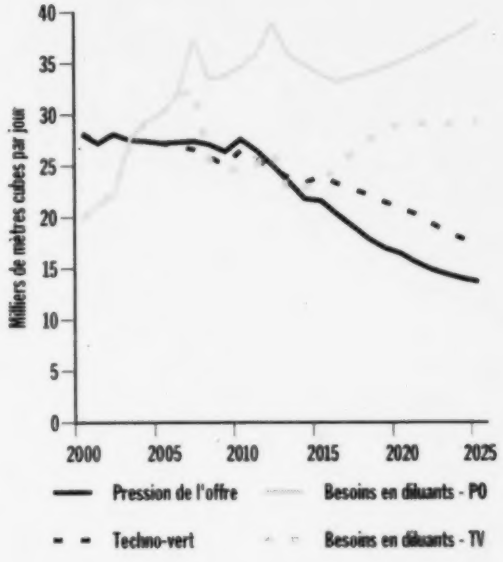
Figure 5.11 Offre de bitume in situ



- Selon les hypothèses élaborées pour les deux scénarios, les prix et l'écart entre le prix du brut léger et celui du brut lourd permettent aux exploitants de sables bitumineux in situ de générer des flux de trésorerie suffisants pour hausser vigoureusement les niveaux de production.
- Les niveaux de récupération de lourd primaire ou de production « non thermique » sont maintenus aux niveaux actuels dans les deux scénarios.
- Le scénario PO indique des hausses rapides de production par l'application de méthodes thermiques, notamment le DGMV et la séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur ainsi que, dans une certaine mesure, l'injection de vapeur de solvants.
- Selon le scénario TV, l'accroissement de la production se fait plus lent en raison de la hausse des coûts liés au respect de conditions environnementales plus strictes, de l'incertitude entourant l'incidence économique des mesures de protection environnementale futures, de l'écart plus prononcé entre le prix du brut léger et celui du brut lourd, des prix du gaz naturel plus élevés et du resserrement des marchés de mélanges bitumineux.
- Dans le scénario TV, les producteurs réduisent les coûts de production en intensifiant l'application de techniques de pointe et de méthodes de récupération moins énergétivores et plus respectueuses de l'environnement, par exemple, l'injection de vapeur de solvants et l'injection d'air (THAI). En 2025, les niveaux de production se situent à environ 15 000 m^3/j sous les niveaux supposés dans le scénario PO.

Offre de condensat et besoins en diluants – BSOC

Figure 5.12 Offre de condensat et besoins en diluants – BSOC

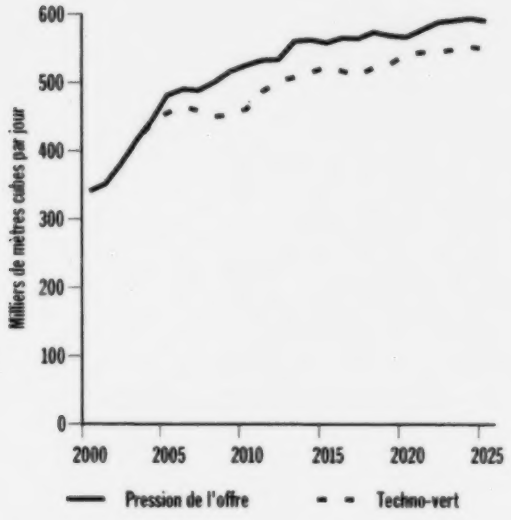


- La majorité des approvisionnements en condensat proviennent du traitement du gaz naturel, de sorte que, selon les deux scénarios, les projections sont directement liées aux projections sur le gaz naturel.
- En moyenne, les mélanges de pétrole brut lourd classique contiennent des condensats de dilution dans une proportion d'environ 7 %, tandis que les mélanges de sables bitumineux-bitume en contiennent environ 33 %.

- Dans le scénario PO, l'agrandissement de l'usine de traitement Husky est supposé pour 2006, tandis qu'il est retardé jusqu'à 2008 selon le scénario TV. Il est supposé dans les deux scénarios qu'une première étape de transformation de la raffinerie de Petro-Canada Strathcona se produit en 2008 et qu'une deuxième a lieu en 2013.
- Dans les deux cas, le marché des condensats de dilution se resserre dès 2004 selon les modèles actuels d'utilisation de condensats. Il est possible d'accroître l'offre de condensats en utilisant comme diluants des produits destinés à d'autres usages ou encore du brut léger, du naphte de raffinerie ou du pétrole brut synthétique comme agents de mélange.

Production totale de pétrole brut au Canada

Figure 5.13 Production totale de pétrole brut au Canada



- Selon le scénario PO, la production augmente d'environ 5 % annuellement jusqu'à 2007, grâce à l'intensification de l'exploitation minière des sables bitumineux et de la récupération in situ, ainsi qu'aux approvisionnements provenant de la zone extracôtière de l'Est. Le taux d'accroissement de la production diminue graduellement pour s'établir à 0,5 % par année en 2013 et le volume produit plafonne à 594 000 m^3/j en 2024. Après 2013, l'augmentation de la production de pétrole extrait des sables bitumineux n'est que légèrement supérieure à la production du BSOC et des zones extracôtières de l'Est, laquelle continue de diminuer.
- Selon le scénario TV, les niveaux de production plafonnent entre 2004 et 2008 alors que les producteurs de sables bitumineux et de pétrole lourd s'adaptent aux mesures de protection de l'environnement plus rigoureuses, à l'écart plus grand entre le prix du brut léger et celui du brut lourd, aux prix plus élevés affichés par le gaz naturel ainsi qu'au resserrement des marchés de pétrole lourd. Après 2008, les hausses de production sont presque identiques à celles que prévoit le scénario PO.
- En 2025, les niveaux de production dans le scénario TV sont inférieurs d'environ 40 000 m^3/j à ceux que prévoit le scénario PO. Le scénario TV présuppose la conversion des raffineries de l'Alberta en vue du traitement de bitume mélangé, reflet de la demande pour des combustibles plus pr[illegible]es.

Sables bitumineux – Attraits et difficultés

Les vastes gisements de sables bitumineux en Alberta présentent des possibilités de mise en valeur fort alléchantes car :

- la ressource étant connue et bien délimitée, les risques d'exploration sont à peu près nuls;
- les taux de rendement sur 35 ou 40 ans sont fort acceptables, avec de belles occasions d'expansion;
- le régime fiscal en place, d'application générale, est stable;
- les frais d'exploitation d'installations intégrées d'exploitation et valorisation ont été coupés de moitié, plus ou moins, depuis 1990 grâce aux nouvelles technologies qui se sont succédé et cette tendance, qui s'applique également à la récupération in situ du bitume, primaire ou thermique, devrait normalement se poursuivre alors que les progrès en matière de forage horizontal et l'adoption de nouveaux procédés (p. ex., DGMV, THAI et VAPEX), sont gage d'un accroissement des facteurs de récupération et d'une baisse des coûts d'approvisionnement;
- on prévoit que les importations américaines de pétrole brut iront croissantes du fait que la demande augmente et que la production de pétrole dans ce pays diminue; les producteurs canadiens semblent donc bien placés, d'autant plus que les coûts d'approvisionnement en pétrole brut tiré des sables bitumineux au Canada sont assez concurrentiels à l'échelle mondiale et que l'expansion des marchés asiatiques offre encore d'autres occasions à saisir.

Il est certain que les avantages peuvent être de taille, mais les obstacles qui se posent à la mise en valeur des gisements de sables bitumineux sont nombreux, notamment :

- il s'agit de projets hautement capitalistique, de l'ordre de 6 à 8 milliards de dollars canadiens pour de nouvelles installations intégrées d'exploitation et valorisation et de 300 millions à un milliard de dollars canadiens dans le cas d'activités de récupération thermique in situ;
- les délais de mise en production sont longs, le plus souvent de cinq à sept ans à partir du début de la planification;
- les prix du pétrole et du gaz naturel sont instables, au même titre que les écarts entre le prix du pétrole brut léger et celui du pétrole brut lourd produit à partir des sables bitumineux in situ, ce qui étend considérablement la portée des risques associés aux tentatives de projection des taux de rendement du capital à investir;
- la pression concurrentielle exercée sur un bassin limité de main-d'œuvre qualifiée peut être à l'origine de dépassements substantiels des coûts sur des chantiers de sables bitumineux de grande envergure;
- on prévoit une pénurie de condensat, requis pour le mélange du bitume, entre 2004 et 2006, ce qui nécessitera l'utilisation de nouveaux types de diluants, par exemple du pétrole brut synthétique léger ou du naphte spécialement formulé, ce qui se traduira, dans tous les cas par des coûts supplémentaires pour les producteurs;
- l'inconnue que représentent les futures lois sur l'environnement rend l'industrie très craintive du fait qu'il est difficile d'évaluer avec justesse la portée des mesures qui y seront associées ainsi que les coûts qui pourraient en découler;
- des interrogations demeurent sans réponse au niveau de l'accès et des droits aux ressources se trouvant sur le territoire de collectivités autochtones dans la région des sables bitumineux, ce qui fait que même si l'industrie et les gouvernements échangent activement avec les parties intéressées à l'échelle locale, nombre de ces questions sont encore loin d'être réglées définitivement.

Sables bitumineux – Attraits et difficultés

Les vastes gisements de sables bitumineux en Alberta présentent des possibilités de mise en valeur fort alléchantes car :

- la ressource étant connue et bien délimitée, les risques d'exploration sont à peu près nuls;
- les taux de rendement sur 35 ou 40 ans sont fort acceptables, avec de belles occasions d'expansion;
- le régime fiscal en place, d'application générale, est stable;
- les frais d'exploitation d'installations intégrées d'exploitation et valorisation ont été coupés de moitié, plus ou moins, depuis 1990 grâce aux nouvelles technologies qui se sont succédé et cette tendance, qui s'applique également à la récupération in situ du bitume, primaire ou thermique, devrait normalement se poursuivre alors que les progrès en matière de forage horizontal et l'adoption de nouveaux procédés (p. ex., DGMV, THAI et VAPEX), sont gage d'un accroissement des facteurs de récupération et d'une baisse des coûts d'approvisionnement;
- on prévoit que les importations américaines de pétrole brut iront croissantes du fait que la demande augmente et que la production de pétrole dans ce pays diminue; les producteurs canadiens semblent donc bien placés, d'autant plus que les coûts d'approvisionnement en pétrole brut tiré des sables bitumineux au Canada sont assez concurrentiels à l'échelle mondiale et que l'expansion des marchés asiatiques offre encore d'autres occasions à saisir.

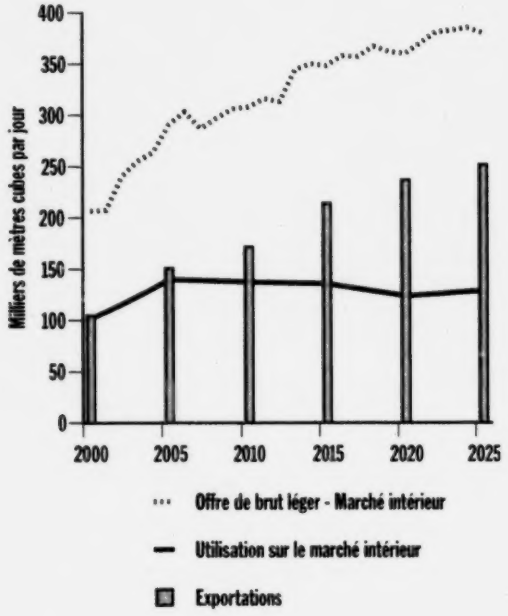
Il est certain que les avantages peuvent être de taille, mais les obstacles qui se posent à la mise en valeur des gisements de sables bitumineux sont nombreux, notamment :

- il s'agit de projets hautement capitalistique, de l'ordre de 6 à 8 milliards de dollars canadiens pour de nouvelles installations intégrées d'exploitation et valorisation et de 300 millions à un milliard de dollars canadiens dans le cas d'activités de récupération thermique in situ;
- les délais de mise en production sont longs, le plus souvent de cinq à sept ans à partir du début de la planification;
- les prix du pétrole et du gaz naturel sont instables, au même titre que les écarts entre le prix du pétrole brut léger et celui du pétrole brut lourd produit à partir des sables bitumineux in situ, ce qui étend considérablement la portée des risques associés aux tentatives de projection des taux de rendement du capital à investir;
- la pression concurrentielle exercée sur un bassin limité de main-d'œuvre qualifiée peut être à l'origine de dépassements substantiels des coûts sur des chantiers de sables bitumineux de grande envergure;
- on prévoit une pénurie de condensat, requis pour le mélange du bitume, entre 2004 et 2006, ce qui nécessitera l'utilisation de nouveaux types de diluants, par exemple du pétrole brut synthétique léger ou du naphte spécialement formulé, ce qui se traduira, dans tous les cas par des coûts supplémentaires pour les producteurs;
- l'inconnue que représentent les futures lois sur l'environnement rend l'industrie très craintive du fait qu'il est difficile d'évaluer avec justesse la portée des mesures qui y seront associées ainsi que les coûts qui pourraient en découler;
- des interrogations demeurent sans réponse au niveau de l'accès et des droits aux ressources se trouvant sur le territoire de collectivités autochtones dans la région des sables bitumineux, ce qui fait que même si l'industrie et les gouvernements échangent activement avec les parties intéressées à l'échelle locale, nombre de ces questions sont encore loin d'être réglées définitivement.

5.2.3 ÉQUILIBRE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE

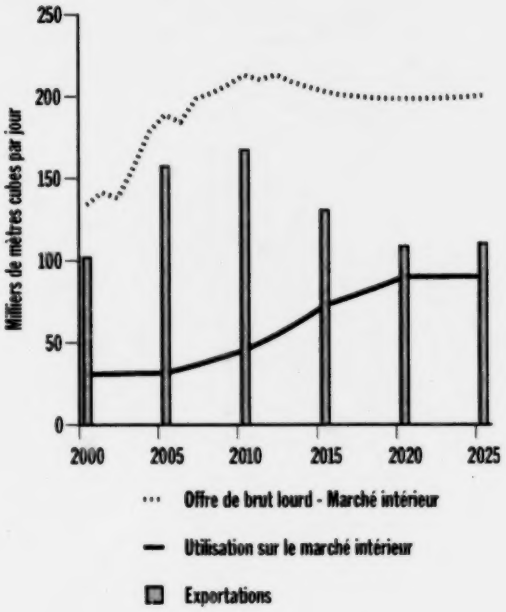
Pression de l'offre

Figure 5.14 Équilibre entre l'offre et la demande de pétrole brut léger – Pression de l'offre



Les exportations de pétrole brut léger grimpent à un rythme soutenu pendant toute la période de projection. Dans le scénario PO, elles passent de 105 000 m^3/j à 170 000 m^3/j entre 2000 et 2010, puis augmentent de 50 % pour atteindre 250 000 m^3/j en 2025. Les exportations de pétrole brut lourd augmentent elles aussi pour passer de 100 000 m^3/j en 2000 à un sommet d'environ 170 000 m^3/j en 2010, après quoi elles amorcent un déclin. Ces niveaux d'exportations confirment le rôle du Canada en tant que grand fournisseur d'hydrocarbures des États-Unis.

Figure 5.15 Équilibre entre l'offre et la demande de pétrole brut lourd – Pression de l'offre



Étant donné que les raffineries du Québec et des provinces de l'Atlantique n'ont pas accès au pétrole brut de l'Ouest canadien, elles continueront d'importer la majeure partie de leur charge d'alimentation. Du pétrole extracôtier de l'Est sera raffiné en Ontario, au Québec et dans les Maritimes, mais il ne remplacera qu'une petite partie du pétrole importé.

Il est supposé que d'ici 2015, certaines raffineries de l'Alberta auront augmenté leur capacité et, par suite de conversions, traiteront du pétrole brut lourd et du bitume mélangé au lieu de pétrole brut léger. Cela a pour effet de réduire la demande de brut léger comme charge d'alimentation au Canada et d'augmenter la demande de brut lourd. Dans les deux scénarios, les raffineries canadiennes continuent de traiter les mêmes sortes de pétrole brut qu'elles traitent depuis toujours.

Suivant le scénario PO, la sécurité de l'approvisionnement est un déterminant clé et le marché américain absorbe la majeure partie des hausses de production au Canada. L'accroissement de la production pourrait toutefois nécessiter des investissements dans l'infrastructure de raffinage et de transport pipelinier ainsi que des rabais sur les prix à l'occasion.

Techno-vert

Figure 5.16 Équilibre entre l'offre et la demande de pétrole brut léger – Techno-vert

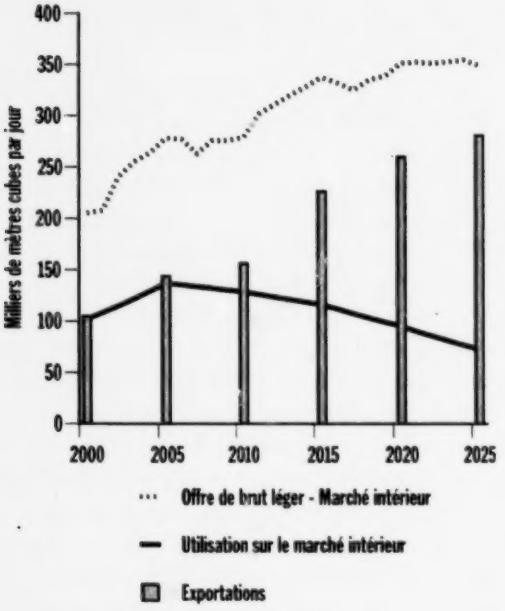
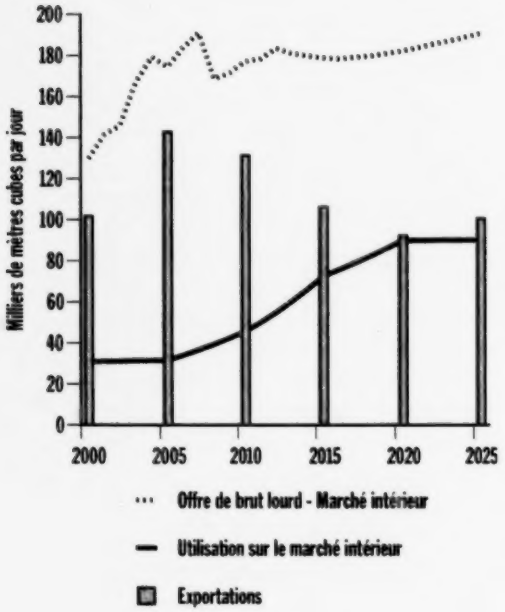


Figure 5.17 Équilibre entre l'offre et la demande de pétrole brut lourd – Techno-vert



Les exportations de pétrole brut léger s'élèvent à 141 000 m^3/j en 2005 et poursuivent leur montée à un rythme soutenu pour atteindre 275 000 m^3/j en 2025. Par contre, les exportations de pétrole brut lourd touchent un sommet en 2005, soit 143 000 m^3/j, puis fléchissent jusqu'à 100 000 m^3/j en 2025. Selon le scénario TV, le Canada demeure un important fournisseur du marché des États-Unis.

Dans ce scénario, l'accent mis sur les charges d'alimentation constituées de combustibles moins polluants se traduit par une chute de la production de pétrole brut lourd et la baisse correspondante des niveaux d'exportation. La commutation à d'autres combustibles et des changements dans la demande des services de transport font en sorte que le taux de croissance des produits pétroliers diminue, et ils entraînent par conséquent un recul de la demande de brut lourd nord-américain.

Les hypothèses du scénario PO au sujet de la conversion des raffineries albertaines sont reprises dans le scénario TV. Toutefois, le développement technologique plus rapide prévu dans ce dernier est un facteur qui encourage les raffineurs à trouver de meilleurs moyens pour produire des combustibles propres.

Il est supposé dans le scénario TV que la demande de pétrole brut aux États-Unis est suffisante pour absorber tout volume produit en sus de ce que le Canada a besoin. Encore là, il pourrait être nécessaire d'investir dans l'infrastructure de raffinage pour le traitement de ces approvisionnements supplémentaires et de consentir des rabais sur les prix à l'occasion.

5.2.4 ENJEUX ET RÉPERCUSSIONS

➢ Condensat

Le bitume est dilué au moyen de condensat. Par conséquent, les hausses de production de bitume valorisé donnent lieu à une augmentation correspondante de la demande de condensat. Les tendances d'utilisation de condensat donnent à penser qu'il pourrait y avoir pénurie dès 2004. Certaines mesures pourraient être prises pour accroître l'offre de condensat, notamment :

- réacheminer les quantités auparavant utilisées comme charge d'alimentation pétrochimique;
- acheminer le condensat provenant de Caroline vers les stocks de condensat mis en commun;
- acheminer davantage de brut léger vers les stocks de condensat mis en commun.

Même si ces mesures sont mises en oeuvre, il devrait y avoir pénurie de condensat en 2006-2007. Selon le scénario PO, le manque atteint 25 000 m^3/j en 2025, comparativement à 22 000 m^3/j dans le scénario TV. Diverses solutions sont proposées : utilisation de brut synthétique comme diluant pour produire un mélange constitué à moitié de synthétique et à moitié de bitume (Synbit); utilisation de naphte de raffinerie ou de naphte dérivé du processus de valorisation; récupération plus complète des liquides provenant du recyclage du gaz naturel ou des liquides non transportables faute de pipeline; et recyclage de diluant transporté d'ailleurs par camion ou wagon-citerne. Chacune de ces solutions impose toutefois des coûts de production supplémentaires. Bien entendu, l'ajout de capacité de valorisation à l'échelle locale ou la valorisation partielle permettent de réduire la demande de diluant.

➢ Gaz naturel

L'extraction et la valorisation du pétrole des sables bitumineux demandent des quantités considérables de gaz naturel. Le gaz naturel est utilisé comme source de chaleur et charge d'alimentation dans les installations d'exploitation minière et valorisation intégrée, à raison d'environ 0,4 $10^3 pi^3$ par baril de pétrole produit. Le gaz naturel est également utilisé pour la récupération in situ, c'est-à-dire comme source de chaleur pour produire de la vapeur, à raison d'environ 1,0 $10^3 pi^3$ par baril. Le total des besoins en gaz naturel, selon les scénarios PO et TV, est estimé respectivement à 1,8 $10^9 pi^3/j$ et 1,6 $10^9 pi^3/j$ d'ici à 2025. Par conséquent, les approvisionnements en gaz naturel et les prix du gaz préoccupent beaucoup les exploitants de sables bitumineux. Si le prix du gaz devient inabordable, ou en cas de pénurie, d'autres combustibles seront requis. Parmi les solutions proposées sont la gazéification du bitume, l'utilisation de charbon épuré et l'énergie nucléaire.

➢ Main-d'oeuvre qualifiée

En ce qui concerne certains projets d'exploitation minière et valorisation intégrée achevés récemment, la concurrence en matière d'emploi de travailleurs qualifiés a contribué à des dépassements de coûts allant de 60 à 85 %. Améliorer la gestion des projets et mettre en place des programmes de formation en vue d'accroître le nombre de travailleurs qualifiés pourraient résoudre ce problème. La disponibilité de travailleurs qualifiés et de professionnels en nombre suffisant est toutefois une préoccupation majeure au sein de l'industrie pétrolière canadienne étant donné la retraite prochaine de la génération du baby-boom. Ces facteurs limitatifs ont été intégrés dans les scénarios. Des dépenses en immobilisations annuelles de 3,5 milliards de dollars CA, qui se traduiraient par un volume de production supplémentaire de 110 000 barils par jour, ont été calculées par approximation pour déterminer la limite supérieure de l'accroissement annuel de la production dans les installations d'exploitation des sables bitumineux à grande échelle.

➢ Législation environnementale

Les répercussions de la législation environnementale future sont incertaines. Il est très difficile pour l'industrie énergétique d'estimer l'ampleur et le coût des mesures de protection éventuelles. Bien que les incidences environnementales de l'exploitation des sables bitumineux aient été considérablement réduites (par unité de production), il se peut que la loi exige de plus amples efforts pour réduire au minimum les émissions, la consommation d'eau et l'impact environnemental global en termes de superficie au sol. Les organismes de réglementation pourraient en outre prendre en considération l'effet cumulatif global de l'exploitation des sables bitumineux quand ils seront saisis de demandes d'autorisation de projets. Le Protocole de Kyoto a lui aussi des incidences sur l'industrie. Le gouvernement fédéral a estimé que la conformité aux dispositions de

première étape du Protocole ferait augmenter les coûts de production de 20 à 30 cents le baril seulement. Aucune projection n'a cependant été établie pour ce qui est des mêmes coûts après 2012.

5.3 Liquides de gaz naturel (LGN)

5.3.1 OFFRE ET UTILISATION DES LGN

Les LGN comprennent l'éthane, le propane et les butanes. Les pentanes plus (condensat) sont traités dans la section 5.2.2. Les perspectives en matière d'offre de LGN (y compris les pentanes plus) sont fondées sur celles qui concernent la production de gaz naturel. Le rapport de production actuel (c.-à-d. le nombre de barils de liquides par millier de pieds cubes de gaz naturel) est supposé constant jusqu'à la fin de 2025.

La plus grande partie de la production canadienne de propane et de butanes est actuellement dérivée du gaz naturel. Environ 15 % du propane et 40 % des butanes proviennent du raffinage du pétrole brut. Selon les deux scénarios, la proportion du propane et des butanes issus des processus de raffinage devrait augmenter pour répondre à la demande croissante au fur et à mesure que les approvisionnements en gaz naturel diminueront.

- Le gaz naturel non classique (GNL et MGH) ne devrait pas contribuer à l'offre de liquides au Canada.
- Les liquides du réseau pipelinier Alliance sont exclus.
- Il est supposé dans les deux scénarios que l'extraction de liquides est rentable à long terme compte tenu des hypothèses de prix. Cependant, il peut arriver à l'occasion, lorsque le prix du gaz naturel est égal ou supérieur au prix du pétrole, que l'extraction ne soit pas rentable.
- Selon chacun des scénarios, des volumes excédentaires de propane sont disponibles aux fins d'exportation pendant toute la période de projection. Toutefois, à la lumière du niveau élevé et de l'instabilité des prix du gaz naturel prévus aux scénarios, l'offre de propane pourrait diminuer périodiquement (notamment aux États-Unis) s'il se révèle plus rentable de ne pas extraire les hydrocarbures légers du flux de gaz naturel.
- L'écart entre l'offre et la demande de butanes devrait être plus faible que dans le cas du propane. En 2019, suivant le scénario PO, la demande de butanes (pour les mélanges d'essence par exemple) dépassera l'offre, et la pénurie durera jusqu'à la fin de la période de projection.

5.3.2 PERSPECTIVES DE PRODUCTION D'ÉTHANE

Les principales hypothèses utilisées à la fois dans l'un et l'autre scénario sont les suivantes :

- Les perspectives de l'offre ne comprennent aucun éthane pouvant provenir de la côte Est ou de la zone extracôtière de la Colombie-Britannique.
- En supposant l'agrandissement d'usines de chevauchement, environ 5 200 m^3/j d'éthane additionnel est ajouté au début de la période de projection et 2 700 m^3/j vers le milieu de la période.
- Le gaz naturel provenant du delta du Mackenzie permet d'ajouter 3 000 m^3/j d'éthane à compter de 2010, volume qui croît pour atteindre 5 000 m^3/j en 2015 (en supposant que le flux de gaz naturel contient environ 4 % d'éthane).
- De petites quantités d'éthane non classique provenant des effluents gazeux des sables bitumineux et de l'éthane récupéré en amont du pipeline Alliance sont ajoutées (1 600 m^3/j dans chaque cas).
- Il n'y a pas suffisamment d'éthane pour soutenir le développement d'une industrie pétrochimique dans les provinces Maritimes. En conséquence, les deux scénarios prévoient que l'éthane est laissé dans le flux de gaz naturel.

5.3.3 ÉQUILIBRE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE D'ÉTHANE

Figure 5.18 Offre et demande d'éthane dans le BSOC – Pression de l'offre c. Techno-vert

La croissance de la demande est limitée, dans les deux scénarios, en raison de l'offre d'éthane décroissante. Le repli de l'offre fait suite à la baisse de la production de gaz naturel classique dans le BSOC, laquelle est prévue dans les deux scénarios. De petites quantités additionnelles d'éthane (résultant de l'accroissement de capacité d'usines de chevauchement ou provenant du delta du Mackenzie, tel que décrit ci-dessus) permettent toutefois de ralentir ce recul de l'offre.

La demande dans les usines d'éthylène de l'Alberta, tel qu'il est illustré dans la figure 5.18, dépasse l'offre dès le milieu de la période de projection, l'écart augmentant pour atteindre 19 800 m^3/j en 2025 dans le scénario PO. Par conséquent, aucunes quantités ne sont disponibles aux fins d'exportation, quel que soit le scénario envisagé. Suivant le scénario TV, la demande excède l'offre vers le milieu de la période d'analyse et et la pénurie d'éthane augmente pour se situer à 11 900 m^3/j en 2025.

5.3.4 ENJEUX ET RÉPERCUSSIONS

Offre d'éthane

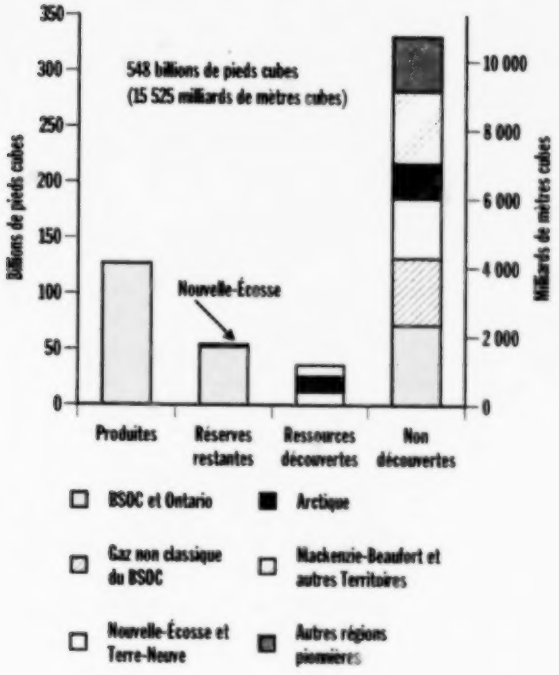
L'offre d'éthane à long terme est un enjeu important, surtout à mesure que la production de gaz naturel classique dans le BSOC diminue. Étant donné que seulement 60 à 65 % de l'éthane théoriquement disponible est extrait à l'heure actuelle, l'investissement dans des installations d'extraction de coupes lourdes pourrait permettre d'accroître la production d'éthane. La rentabilité de l'extraction de coupes lourdes est cependant incertaine en raison du coût en capital relativement élevé nécessaire et des charges supplémentaires qu'entraîne l'enlèvement des volumes accrus de CO_2 résultant de l'opération. La compétitivité des entreprises pétrochimiques nord-américaines sur le marché mondial déterminera en bout de ligne dans quelle mesure l'accroissement de la capacité d'extraction de coupes lourdes est une solution pratique.

Les entreprises pétrochimiques évalueront néanmoins d'autres possibilités visant à suppléer à l'offre d'éthane, y compris, dans différentes combinaisons, de l'éthane non classique additionnel, d'autres hydrocarbures d'alimentation (p. ex., propane et butane) et de l'éthane extrait du gaz naturel provenant de l'Alaska.

5.4 Gaz naturel

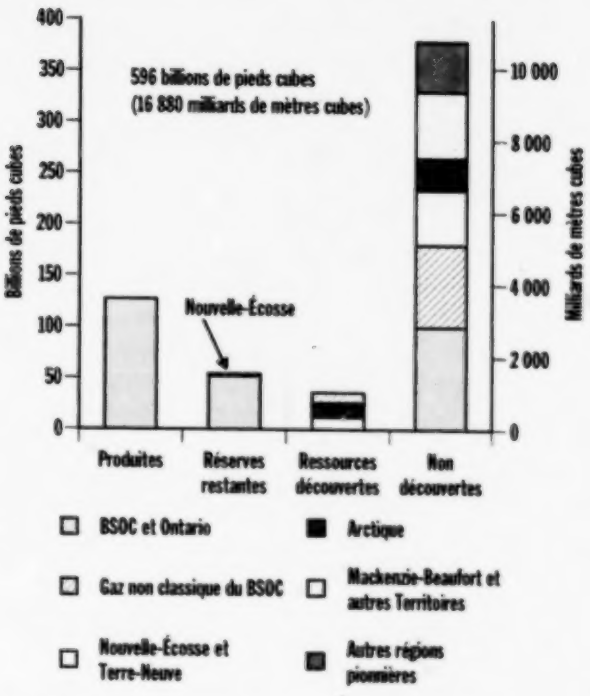
5.4.1 RESSOURCES

Figure 5.19 Ressources en gaz naturel du Canada – Pression de l'offre



Les ressources gazières estimatives du Canada, y compris le gaz non découvert, totalisent 548 10^{12} pi³ (15 525 10^{9} m³) selon le scénario PO et 596 10^{12} pi³ (16 880 10^{9} m³) suivant le scénario TV (figures 5.19 et 5.20). Dans le scénario TV, les ressources estimatives du BSOC sont plus élevées que dans le scénario PO en raison d'un rythme de développement technologique plus rapide qui permet de mettre au point des techniques d'exploration et de mise en valeur plus efficaces et, en conséquence, d'atteindre des quantités de ressources et niveaux de production plus élevés. Environ la moitié des ressources en gaz naturel du Canada se trouvent dans le BSOC et à peu près la moitié du gaz du BSOC a déjà été produit. Ces estimations sont extraites d'études menées par le Comité canadien du potentiel gazier, la Commission géologique du Canada, l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, l'Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et l'ONÉ; certaines ont été modifiées pour les besoins du présent rapport.

Figure 5.20 Ressources en gaz naturel du Canada – Techno-vert



Le BSOC recèle en outre des ressources en gaz naturel non classique, y compris du MGH et du gaz de schiste. Le MGH serait la principale source de gaz naturel de cette catégorie durant la période de projection. Les estimations de ressources non classiques sont considérées comme préliminaires étant donné que la mise en valeur de ce type de gaz naturel en est à ses premiers balbutiements au Canada.

Exception faite de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, la plupart des ressources des régions pionnières sont situées dans des zones qui ne produisent pas de gaz naturel à l'heure actuelle. Il y a plusieurs décennies que des ressources gazières ont été découvertes dans de nombreuses régions pionnières, mais leur exploitation n'est pas rentable et il n'y a toujours pas d'accès aux réseaux de transport.

Incertitudes entourant les ressources en gaz naturel

L'ampleur des ressources gazières canadiennes demeure considérablement incertaine, notamment en ce qui concerne les régions pionnières et le gaz naturel non classique. Les forages d'exploration et de développement ont permis à l'industrie d'approfondir ses connaissances sur le BSOC et, en règle générale, de hausser la quantité

Nouvelles sources de gaz naturel

Au Canada, hormis les gisements classiques, des gaz naturels se retrouvent dans le méthane de gisements houillers, dans le schiste et dans les hydrates. Le méthane de gisements houillers, qui adhère au charbon ou est adsorbé à ses grandes surfaces internes, peut être libéré en réduisant la pression exercée sur le filon ou en remplaçant les molécules de méthane par du CO_2. On en retrouve presque partout où il y a du charbon. La production du méthane ne diminue en rien la qualité du charbon pouvant être extrait plus tard et peut même rendre l'exploitation plus sûre grâce à l'élimination de certains risques. Dans le schiste, le méthane est adsorbé aux surfaces de la matière organique et encore là, il peut être relâché par simple réduction de la pression. Les dépôts de schiste qui ont la meilleure chance de renfermer du gaz naturel sont ceux dont la teneur en matière organique est élevée, une caractéristique courante dans l'Ouest canadien. En vue de la libération du gaz présent, la pression peut être abaissée en éliminant l'eau de la formation. Une fracturation, naturelle ou par création de fissures, est alors presque toujours de mise afin d'assurer un débit continu jusqu'aux puits forés. Quant aux hydrates, ils sont constitués de molécules de méthane emprisonnées à l'intérieur de cages de molécules de glace qui les enrobent. Ils sont présents au fond des océans ou même sous les fonds marins, ainsi que sur terre, dans les zones de pergélisol. Le gaz présent peut alors être poussé vers la surface en élevant la température à l'intérieur de la formation, en y abaissant la pression ou en injectant des produits chimiques pour faire fondre la glace présente. Il y a très peu de chances que du méthane soit extrait des hydrates à l'échelle commerciale avant 2025. Les difficultés techniques que pourrait représenter l'extraction viable de ce gaz, ainsi que la nature et le comportement des gisements d'hydrates, demeurent en grande partie inconnus.

Parmi les nouvelles sources de gaz naturels, le méthane de gisements houillers est la première à être exploitée de façon commerciale au Canada et selon les scénarios de l'Office, on prévoit aussi que ce sera la plus productive. Devraient venir ensuite le gaz de schiste, pour lequel il existe certaines indications à l'effet que sa production pourrait favoriser la poursuite de l'exploitation de gisements de gaz naturel classique dans les zones peu profondes du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. De manière à pouvoir assurer la mise en valeur de gisements d'hydrates, il faudra d'abord surmonter plusieurs obstacles techniques complexes, mais il se peut qu'on y parvienne avant 2025. S'il devenait possible d'exploiter toutes ces ressources de façon rentable, leur potentiel global prendrait alors beaucoup d'ampleur.

Même si le méthane de gisements houillers est exploité avec succès depuis un certain nombre d'années aux États-Unis, les filons de charbon au Canada ont tendance à être plus minces et moins perméables. Il a donc fallu trouver des sources locales présentant de meilleures caractéristiques à cet égard, tout en cherchant à cerner les techniques y fonctionnant le mieux. Au nombre des autres difficultés qu'il faudra surmonter, notons les divers problèmes liés à l'élimination de l'eau, les questions d'ordre juridique portant sur les titres de propriété de ce méthane, la désignation des terres et les coûts de compression des gaz ainsi produits de manière à répondre aux exigences prévues pour leur transport par pipeline. La mise en valeur du méthane de gisements houillers dépend donc plus de la possibilité de contrôle des coûts que de l'élaboration des technologies requises.

L'exploitation commerciale du MGH a commencé au Canada en janvier 2002, près de Calgary, et la production estimative aurait atteint environ 5 $10^6 pi^3/j$ (142 $10^3 m^3/j$) à la fin de 2002. Plusieurs autres projets ont été lancés (ils en sont au stade expérimental) dans les plaines du BSOC, dans des régions montagneuses de l'Alberta et de la C.-B. et sur l'île de Vancouver, mais aucun renseignement n'est disponible.

Nouvelles sources de gaz naturel

Au Canada, hormis les gisements classiques, des gaz naturels se retrouvent dans le méthane de gisements houillers, dans le schiste et dans les hydrates. Le méthane de gisements houillers, qui adhère au charbon ou est adsorbé à ses grandes surfaces internes, peut être libéré en réduisant la pression exercée sur le filon ou en remplaçant les molécules de méthane par du CO_2. On en retrouve presque partout où il y a du charbon. La production du méthane ne diminue en rien la qualité du charbon pouvant être extrait plus tard et peut même rendre l'exploitation plus sûre grâce à l'élimination de certains risques. Dans le schiste, le méthane est adsorbé aux surfaces de la matière organique et encore là, il peut être relâché par simple réduction de la pression. Les dépôts de schiste qui ont la meilleure chance de renfermer du gaz naturel sont ceux dont la teneur en matière organique est élevée, une caractéristique courante dans l'Ouest canadien. En vue de la libération du gaz présent, la pression peut être abaissée en éliminant l'eau de la formation. Une fracturation, naturelle ou par création de fissures, est alors presque toujours de mise afin d'assurer un débit continu jusqu'aux puits forés. Quant aux hydrates, ils sont constitués de molécules de méthane emprisonnées à l'intérieur de cages de molécules de glace qui les enrobent. Ils sont présents au fond des océans ou même sous les fonds marins, ainsi que sur terre, dans les zones de pergélisol. Le gaz présent peut alors être poussé vers la surface en élevant la température à l'intérieur de la formation, en y abaissant la pression ou en injectant des produits chimiques pour faire fondre la glace présente. Il y a très peu de chances que du méthane soit extrait des hydrates à l'échelle commerciale avant 2025. Les difficultés techniques que pourrait représenter l'extraction viable de ce gaz, ainsi que la nature et le comportement des gisements d'hydrates, demeurent en grande partie inconnus.

Parmi les nouvelles sources de gaz naturels, le méthane de gisements houillers est la première à être exploitée de façon commerciale au Canada et selon les scénarios de l'Office, on prévoit aussi que ce sera la plus productive. Devraient venir ensuite le gaz de schiste, pour lequel il existe certaines indications à l'effet que sa production pourrait favoriser la poursuite de l'exploitation de gisements de gaz naturel classique dans les zones peu profondes du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. De manière à pouvoir assurer la mise en valeur de gisements d'hydrates, il faudra d'abord surmonter plusieurs obstacles techniques complexes, mais il se peut qu'on y parvienne avant 2025. S'il devenait possible d'exploiter toutes ces ressources de façon rentable, leur potentiel global prendrait alors beaucoup d'ampleur.

Même si le méthane de gisements houillers est exploité avec succès depuis un certain nombre d'années aux États-Unis, les filons de charbon au Canada ont tendance à être plus minces et moins perméables. Il a donc fallu trouver des sources locales présentant de meilleures caractéristiques à cet égard, tout en cherchant à cerner les techniques y fonctionnant le mieux. Au nombre des autres difficultés qu'il faudra surmonter, notons les divers problèmes liés à l'élimination de l'eau, les questions d'ordre juridique portant sur les titres de propriété de ce méthane, la désignation des terres et les coûts de compression des gaz ainsi produits de manière à répondre aux exigences prévues pour leur transport par pipeline. La mise en valeur du méthane de gisements houillers dépend donc plus de la possibilité de contrôle des coûts que de l'élaboration des technologies requises.

L'exploitation commerciale du MGH a commencé au Canada en janvier 2002, près de Calgary, et la production estimative aurait atteint environ 5 10^6pi^3/j (142 10^3m^3/j) à la fin de 2002. Plusieurs autres projets ont été lancés (ils en sont au stade expérimental) dans les plaines du BSOC, dans des régions montagneuses de l'Alberta et de la C.-B. et sur l'île de Vancouver, mais aucun renseignement n'est disponible.

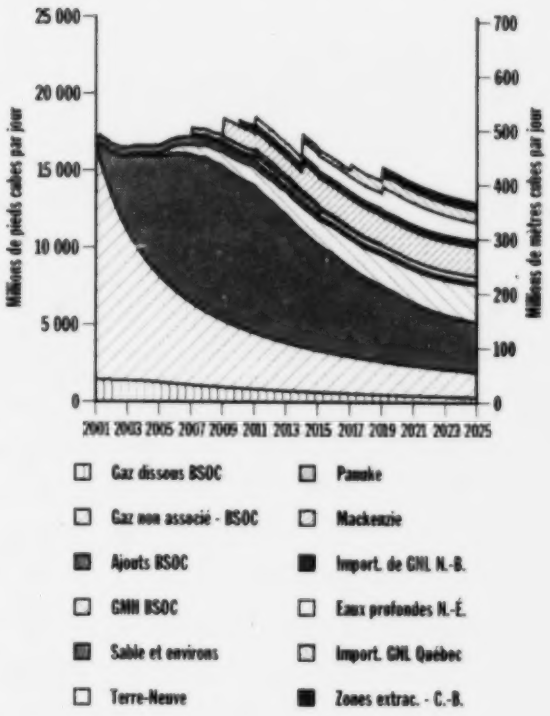
de ressources estimatives. Le développement continu de la technologie ajoute à la capacité de découverte et d'exploitation des gisements. Les données sont plus précises et produisent des estimations plus sûres. Les opinions varient néanmoins quant au volume réel de la ressource fondamentale du BSOC, comme c'est le cas d'ailleurs pour les autres bassins.

Les progrès technologiques et l'intensification des activités d'exploration, selon les deux scénarios, pourraient établir l'existence de nouveaux concepts géologiques permettant l'ajout d'autres ressources gazières estimatives. Toutefois, les données récentes au sujet des activités de forage et de production laissent entrevoir une éventuelle maturité du BSOC; il se peut qu'il soit nécessaire de modifier les estimations des ressources de gaz naturel présentes dans certaines zones.

Les activités d'exploitation du gaz naturel non classique ont été peu nombreuses jusqu'à maintenant; les estimations du potentiel de ce gaz demeurent par conséquent très incertaines. Quelques producteurs ont réussi à mettre en valeur des ressources en MGH, et la ressource gazière non classique pourrait se révéler beaucoup plus importante si ces succès se répètent. Les estimations portant sur les ressources de la plupart des régions pionnières sont beaucoup plus incertaines que les estimations correspondantes pour le BSOC, ce qui témoigne du peu d'activités d'exploration dans ces régions. S'il en est, les ressources découvertes dans certaines régions pionnières se trouvent en règle générale dans des bassins plus ou moins développés comparativement au BSOC. Les estimations des ressources des régions pionnières sont fondées sur des renseignements partiels et donc pourraient faire l'objet d'importantes modifications à la hausse ou à la baisse à mesure que de nouvelles données seront disponibles. S'il y a des ressources découvertes dans certaines de ces régions, par exemple l'Archipel arctique, on ne prévoit pas que du gaz naturel y sera produit au cours de la période de projection parce que les frais de production et le coût de la mise en place d'installations de transport sont très élevés dans les régions éloignées.

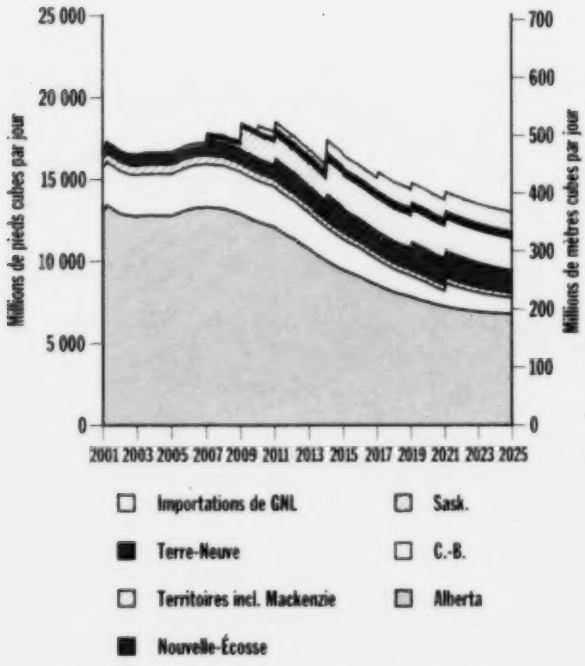
5.4.2 PERSPECTIVES DE PRODUCTION

Figure 5.21 Productibilité par projet – Pression de l'offre



Certaines ressources du BSOC se trouvent dans des régions isolées ou constituent des gisements trop petits pour être mis en valeur de façon rentable aux prix du gaz naturel prévus dans l'un ou l'autre des scénarios. En conséquence, la productibilité dans le scénario PO (figures 5.21 et 5.22) a été estimée à 64 10^{12}pi^3 (1 813 10^9m^3) ou 90 % des ressources non découvertes disponibles dans le BSOC. En ce qui concerne le scénario TV, les facteurs économiques sont plus positifs en raison de l'amélioration de la technologie et du niveau plus élevé des prix du gaz naturel, de sorte que la productibilité s'établit à 92 10^{12}pi^3 (2 606 10^9m^3) ou 95 % des ressources non découvertes disponibles (figures 5.23 et 5.24). La quantité plus élevée telle qu'établie dans le scénario TV signifie en outre que la productibilité dans le BSOC se maintient plus longtemps qu'elle ne le ferait selon le scénario PO.

Figure 5.22 Productibilité par région – Pression de l'offre



Le profil de l'offre en provenance du BSOC est fondé sur l'hypothèse que le nombre de forages enregistré en 2001 se maintient à des niveaux comparables jusqu'à ce que 75 % environ des ressources disponibles aient été produites, à partir de quoi le volume restant limite le nombre de lieux de forage possibles et les activités de production. De plus, dans les deux scénarios, les caractéristiques de production des nouveaux puits sont semblables à celles des puits de production de la même zone.

Dans le scénario PO, il est prévu que la mise en valeur des ressources en MGH s'intensifie graduellement pour passer de 300 puits en 2003 à presque 3 000 puits par année en 2010, et que ce niveau se maintient jusqu'à la fin de la période de projection. Le taux de production initial moyen des puits de MGH est de 100 10^3pi^3/j (2 830 m^3/j) et le gaz naturel récupéré de 0,375 10^9pi^3 (10,6 10^6m^3). La production totale de MGH grimpe de façon soutenue pour atteindre 2,4 10^9pi^3/j (68 10^6m^3/j) en 2025.

Les progrès technologiques plus rapides supposés pour le scénario TV se traduisent par une meilleure productivité (150 10^3pi^3/j, 4 250 m^3/j) et une plus grande quantité de gaz naturel récupéré (0,5 10^9pi^3, 14,2 10^6m^3) par puits de MGH. De plus, les frais de forage sont moins élevés de sorte que les activités de forage s'accentuent pour atteindre environ 3 500 puits annuellement en 2010. Suivant le scénario TV, la production de MGH devrait s'établir à 4 10^9pi^3/j (113 10^6m^3/j) au terme de la période de projection.

Les deux scénarios présupposent des approvisionnements en provenance de trois projets supplémentaires dans la région pionnière au large de la Nouvelle-Écosse, chacun produisant 500 10^3pi^3/j (14,2 10^3m^3/j). Un projet d'envergure semblable au large de la C.-B., en exploitation à compter de 2020, figure dans le scénario PO, mais non dans le scénario TV du fait que les questions environnementales sont plus délicates.

Il est prévu que le réseau pipelinier de la vallée du Mackenzie acheminera du gaz naturel à compter de 2010, à raison de 1,2 10^9pi^3/j (34 10^6m^3/j). Suivant les deux scénarios, la capacité s'accroît en 2015 pour atteindre 1,9 10^9pi^3/j (54 10^6m^3/j).

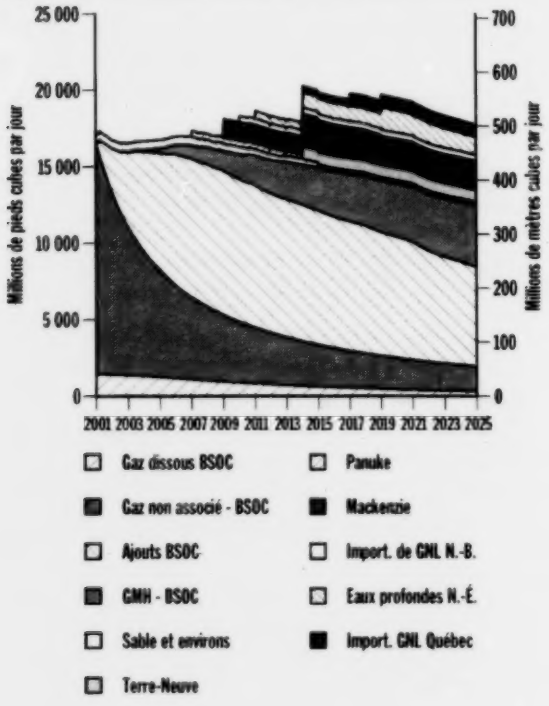
Selon le scénario PO, des ressources découvertes à Terre-Neuve sont mises en valeur. Le gaz est comprimé et transporté par bateau. L'investissement plus faible requis pour le transport par bateau par opposition au transport pipelinier permet de mettre en valeur des ressources moins volumineuses, mais aussi, graduellement, de nouvelles ressources. Dans le scénario PO, la production à Terre-Neuve commence au taux de 0,2 10^9pi^3/j (5,7 10^6m^3/j) en 2008 et grimpe à 0,4 10^9pi^3/j (11,3 10^6m^3/j) en 2012. Dans le scénario TV, grâce à l'amélioration des techniques de production et des aspects économiques, les projets de mise en valeur sont entrepris à plus grande échelle, ce qui encourage l'apport d'investissements plus massifs pour le transport pipelinier. Les activités de mise en valeur sont toutefois retardées pour qu'il soit possible de maximiser la récupération de pétrole dans les réservoirs contenant à la fois du pétrole et du gaz naturel. Selon le scénario TV, la production de gaz naturel à Terre-Neuve commence en 2015 au taux de 0,8 10^9pi^3/j (22,7 10^6m^3/j) et se maintient à ce niveau pour le reste de la période de projection.

Dans le scénario PO, la productibilité de gaz naturel au Canada plafonne vers 2010, à un taux d'environ 18 10^9pi^3/j (510 10^6m^3/j). À compter de ce moment-là, le gaz naturel non classique et le gaz des régions pionnières suppléent dans une proportion importante à l'offre de gaz dans le BSOC. À la fin de la période, 50 % de la productibilité de gaz naturel au Canada est attribuable à ces deux sources.

Selon le scénario TV, la productibilité au Canada augmente graduellement, passant de 17 10^9pi^3/j (482 10^6m^3/j) au début de la période de projection à

19 10^9pi^3/j (538 10^6m^3/j), sans compter les importations de GNL, en 2015. Le taux de productibilité est plus élevé dans le scénario TV en raison de la disponibilité de ressources non découvertes plus volumineuses dans le BSOC.

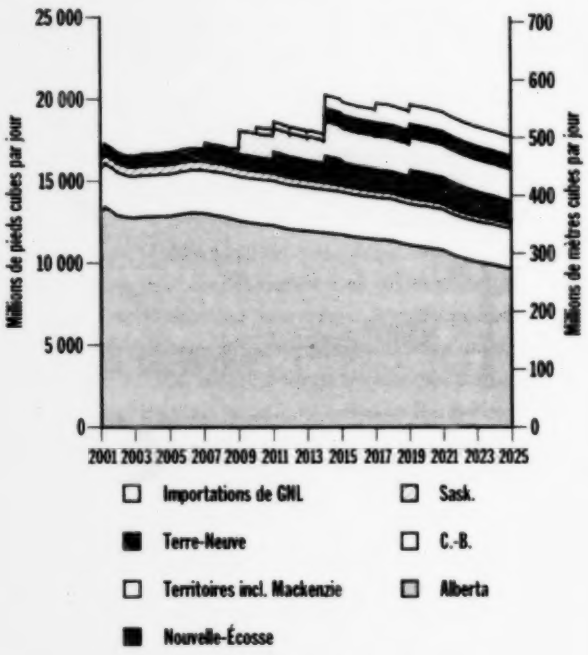
Figure 5.23 Productibilité par projet – Techno-vert



Incertitude entourant la mise en valeur des ressources

L'ampleur incertaine des ressources du BSOC a d'importantes répercussions sur les projections de productibilité. En fait, l'écart entre les projections du scénario PO et celles du scénario TV est en grande partie attribuable aux divergences d'estimation portant sur les ressources classiques du BSOC. Ce dernier a été étudié à fond : les caractéristiques de production et de ses ressources sont bien connues. En conséquence, les évaluations de son potentiel ultime sont assez précises. Toute révision future des ressources gazières estimatives, qu'elle soit à la hausse ou à la baisse, aura une incidence correspondante sur la productibilité et sur la quantité de gaz naturel disponible pour satisfaire la demande.

Figure 5.24 Productibilité par région – Techno-vert



L'intensité des activités de forage influe elle aussi directement sur la productibilité projetée du BSOC, surtout au début de la période de projection. Il est concevable cependant, selon les deux scénarios, que les efforts de production accrue entraînent des activités de forage encore plus intenses. En revanche, une baisse de ces activités se traduira par une réduction de la production.

Dans nombre de régions pionnières, l'ampleur des activités de production et le moment à choisir pour s'y livrer sont incertains et dépendent fort des résultats de prospection. Habituellement, dans ces régions, la période qui sépare les découvertes de leur mise en production est longue. Les estimations quant à l'envergure des projets et le moment à privilégier pour les entreprendre ont tendance à changer au fur et à mesure que ces projets progressent. Le report récent du projet Deep Panuke, au large de la Nouvelle-Écosse, en est un exemple frappant. Il s'agit en effet d'un projet d'importance considérable puisqu'il double ou presque la production actuelle dans cette région.

L'offre estimative de gaz naturel provenant des régions pionnières et des sources non classiques est de loin supérieure aux quantités nécessaires pour justifier les

projets envisagés dans les scénarios. Bien que l'incertitude soit plus grande, les estimations de ces ressources ne sont pas très contraignantes et n'ont qu'un effet d'importance minimale sur les projections de productibilité.

Dans certaines régions pionnières, des facteurs d'estimation autres que celui de l'incertitude pourraient limiter les activités de mise en valeur. À titre d'exemple, des zones comme celle de Mackenzie-Beaufort et Terre-Neuve/Labrador disposent de ressources découvertes en quantités suffisantes pour qu'elles justifient le démarrage des projets inclus dans les projections. Ces projets n'ont cependant pas été entrepris en raison de contraintes économiques, de revendications territoriales et de l'incertitude au sujet du marché. Par ailleurs, les nouveaux projets dans les régions pionnières où il y a moins de ressources découvertes dépendent davantage du succès des activités d'exploration.

Dans un même ordre d'idées, la mise en valeur des ressources en MGH n'est pas restreinte par le volume de la ressource. De nature non classique, cette ressource a un potentiel élevé étant donné les fortes quantités de gaz naturel qu'elle pourrait contenir, mais pour qu'elle soit exploitable, l'industrie doit être capable de trouver continuellement des gisements houillers dont les taux de production de gaz sont acceptables et de mettre au point de nouvelles techniques d'exploitation qui permettent de comprimer les coûts.

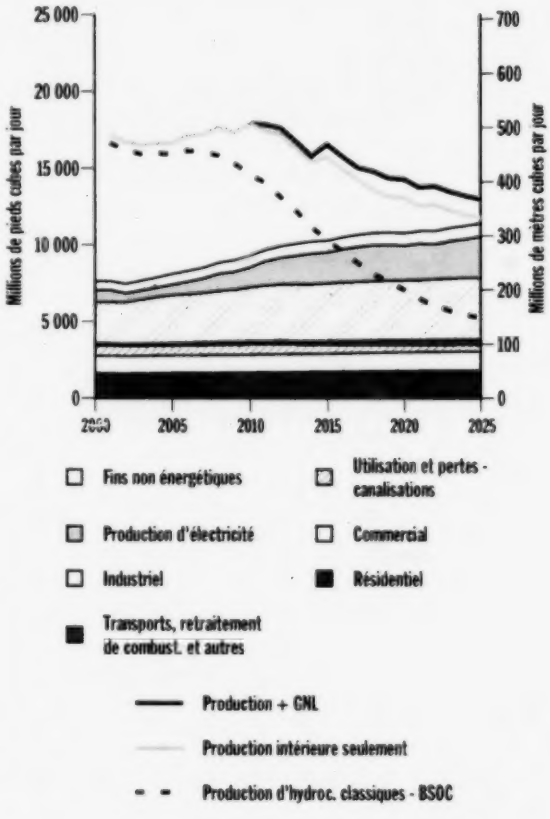
5.4.3 ÉQUILIBRE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE

Selon le scénario PO, l'écart entre l'offre et la demande de gaz naturel est étroit et, par le fait même, il est davantage probable que les prix seront plus élevés et plus instables. Suivant ce scénario, il faut apporter des ajustements importants dans les marchés du gaz naturel et prendre des mesures pour accroître l'offre de manière considérable afin d'éviter le risque d'un déséquilibre prolongé et de prix instables à long terme (figure 5.25).

La mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement revêt plus d'importance au fur et à mesure de la baisse de production du gaz naturel classique de l'Ouest canadien. Ces nouvelles sources représentent toutefois une incertitude et des risques accrus en ce qui concerne le moment à choisir pour les exploiter, les coûts et les niveaux de production. Les marchés du gaz naturel, notamment ceux qui sont le plus éloignés des sources d'approvisionnement classiques du BSOC, seront l'objet d'une concurrence accrue ainsi que de prix plus élevés et plus instables. Les gros utilisateurs de gaz naturel attentifs aux prix pourraient devoir prendre des mesures plus radicales et envisager d'utiliser des combustibles de remplacement, de réduire périodiquement leurs activités d'exploitation ou, pour certains, de fermer leurs portes ou s'établir ailleurs.

Pression de l'offre

Figure 5.25 Production au Canada par rapport à la demande intérieure – Pression de l'offre



Les projections du scénario PO font état d'une demande de gaz naturel accrue dans tous les secteurs, à commencer par celui de la production d'électricité au gaz naturel et celui des sables bitumineux, où des projets de mise en valeur à grande

échelle sont exploités. Il y a toutefois beaucoup d'incertitude au sujet de la demande de gaz naturel additionnelle. Bien que de nouveaux projets de production d'électricité au gaz naturel et d'utilisation de gaz pour l'exploitation des sables bitumineux soient prévus, la demande pourrait diminuer dans les années à venir si les promoteurs de ces projets envisagent d'utiliser des combustibles de remplacement. D'autre part, si la demande de gaz naturel augmente considérablement pour répondre aux besoins de ces projets, les autres utilisateurs de gaz naturel se sentiront forcés d'envisager le recours à des combustibles de remplacement ou de réduire leur demande.

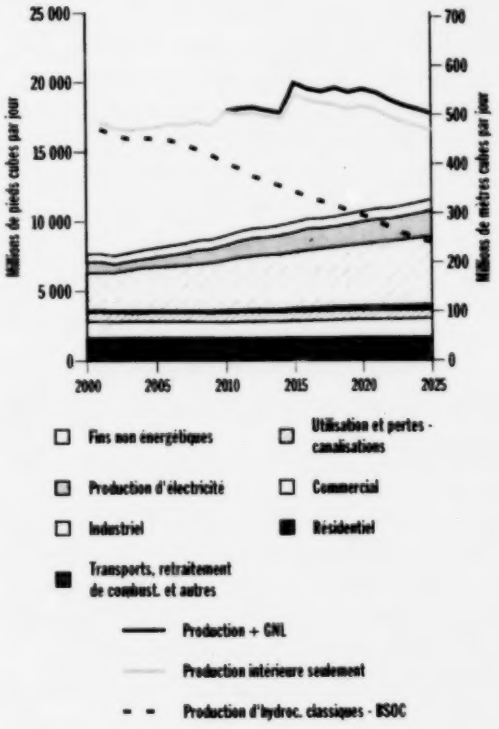
La capacité de recourir à d'autres combustibles, tels que le charbon et le mazout, et la possibilité de pouvoir importer de plus grandes quantités de GNL en Amérique du Nord, empêchent à long terme les prix du gaz naturel de monter au-delà de ce qui est prévu dans le scénario TV.

Même si tous les utilisateurs finals subissent les contrecoups des prix élevés et de l'instabilité, les répercussions et la façon d'y réagir peuvent varier d'un secteur à l'autre. À titre d'exemple, l'infrastructure de livraison locale limite le choix de combustibles dans les secteurs résidentiel et commercial. Les solutions pourraient donc se limiter aux économies d'énergie et à l'amélioration du rendement énergétique de l'appareillage et des immeubles. D'autres secteurs, par exemple certaines industries et entreprises de production d'électricité, sont plus attentifs aux prix et pourraient envisager d'utiliser des combustibles de remplacement ou faire appel à une technologie plus efficace en matière d'énergie, notamment plus tard dans la période de projection selon le scénario PO. Enfin, les utilisateurs finals qui consomment beaucoup de gaz naturel mais ne sont pas en mesure de changer de combustible ou de charge d'alimentation sont plus susceptibles de subir l'effet des déséquilibres régionaux ou périodiques. Ces utilisateurs ont pour seules options de réduire leur demande ou de déménager.

Au Canada atlantique, la disponibilité de gaz naturel s'accroît à mesure que se poursuit la mise en valeur d'autres ressources gazières extracôtières et que se manifeste la possibilité d'installations pour l'importation de GNL. Cela crée l'occasion d'étendre le marché du gaz naturel dans la région. L'offre de gaz naturel provenant de l'Est ne suffit pas toutefois à contrebalancer le repli de l'offre dans l'Ouest du pays, ce qui a pour effet de réduire l'écart entre l'offre et la demande de gaz dans l'ensemble du Canada.

Techno-vert

Figure 5.26 Production au Canada par rapport à la demande intérieure – Techno-vert



À l'instar du scénario PO, le scénario TV fait état d'un rapprochement entre l'offre et la demande de gaz naturel durant la période de projection. Il faut mettre en valeur d'autres sources pour contrer la baisse de production de gaz classique dans l'Ouest canadien (figure 5.26). Bien que la demande de gaz soit plus forte d'après le scénario TV, les progrès technologiques plus poussés pourraient prolonger la production du gaz issu des sources existantes et permettre la mise en valeur de nouvelles sources de gaz d'origine tant classique que non classique.

Les percées technologiques prévues dans le scénario TV contribuent en outre à réduire l'intensité énergétique globale dans tous les secteurs d'utilisation finale par rapport au scénario PO. Cependant, dans ce scénario, une préférence plus marquée pour le gaz naturel, combustible

non polluant, donne lieu à une augmentation globale de la demande de gaz sur l'ensemble des secteurs d'utilisation finale. Notamment, la production d'électricité au gaz naturel, la mise en valeur des sables bitumineux et le secteur industriel sont les principaux responsables de cette croissance de la demande.

Suivant les deux scénarios, les marchés du gaz naturel sont confrontés à des défis causés par la baisse de production depuis les sources classiques. Les utilisateurs peuvent réagir en modifiant leur source d'approvisionnement en gaz naturel, en adoptant d'autres combustibles ou en réduisant leur demande en périodes de déséquilibre. Les projections donnent à penser toutefois que les déséquilibres et l'adaptation qui s'impose sur le marché sont moins radicaux dans le scénario TV que dans le scénario PO.

Incertitude entourant l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel

Suivant le scénario PO, des difficultés considérables surviennent et les clients se font concurrence pour se procurer des approvisionnements au fur et à mesure que l'écart entre l'offre et la demande de gaz naturel rétrécit. Les utilisateurs finals font face au risque de prix élevés et instables. Les marchés dont les options sont limitées (p. ex., les secteurs résidentiel et commercial, les industries fortement consommatrices de gaz, les marchés d'exportation lointains) et qui sont les plus éloignés des sources d'approvisionnement sont les plus fortement susceptibles de subir l'impact de ces facteurs et d'apporter d'importants ajustements.

Même si les projections sur l'équilibre entre l'offre et la demande sont plus favorables selon le scénario TV, il y a beaucoup d'incertitude et de risques au sujet de la mise en valeur de nouvelles sources de gaz naturel et du moment à choisir pour le faire. Des changements de cap et l'incertitude concernant la production disponible, le coût et le moment à choisir pour entreprendre les différents projets se traduisent à court terme par des déséquilibres et des fluctuations des prix.

Selon les deux scénarios, le GNL devrait contribuer beaucoup à combler tout écart au niveau de l'offre, au Canada et même dans toute l'Amérique du Nord, surtout à court terme par suite de l'agrandissement des terminaux de GNL aux États-Unis. L'augmentation des importations de GNL accorde suffisamment de temps pour découvrir et mettre en valeur de nouvelles ressources ou aménager de nouveaux terminaux de GNL aux États-Unis, au Mexique et au Canada. Il est possible de développer d'autres sources de GNL en Amérique du Nord dans la dernière partie de la période de projection alors que l'écart entre l'offre et la demande de gaz naturel rétrécit. En plus du GNL, on se fiera de plus en plus aux régions pionnières et au gaz naturel non classique pour satisfaire la demande de gaz naturel future.

La mise en valeur des ressources gazières de l'Alaska cadre dans les projections du scénario PO. Le gaz est acheminé vers les marchés des 48 États du Sud en empruntant les réseaux pipeliniers canadiens selon la capacité disponible. Cela permet de combler les vides dans les gazoducs du Canada à mesure que déclinent les approvisionnements venant de l'Ouest canadien et, par conséquent, sert à modérer les tarifs de transport.

L'écart très réduit entre l'offre et la demande, selon le scénario PO, signifie que les marchés des utilisateurs finals sont probablement plus concurrentiels et que des pressions accrues s'exercent sur les producteurs de gaz pour développer d'autres sources d'approvisionnement en gaz non classique, de moindre ampleur ou plus éloignées. Cela risque d'être un défi si la technologie se développe à pas lents.

5.4.4 ENJEUX ET RÉPERCUSSIONS

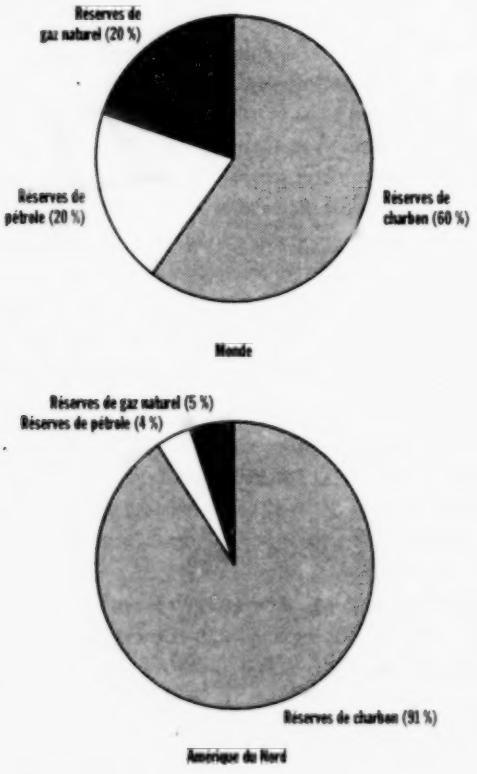
- Le scénario PO ne semble pas viable pour l'industrie du gaz naturel sur la totalité de la période de projection de 25 ans. Faute de progrès technologiques rapides en vue d'augmenter l'offre ou de réduire la demande, le marché devra s'adapter par des ajustements de plus en plus radicaux.
- Malgré des « pressions » en faveur de l'accroissement de l'offre, la production de gaz naturel classique dans le BSOC entreprend un déclin graduel avant la fin de la décennie en cours. Au début, la production de MGH contrebalance ces baisses de production, mais au bout de quelques années, ne peut y pallier complètement. On suppose en outre que les approvisionnements en gaz naturel du Nord seront disponibles en 2010.

- À la longue, d'importants redressements s'imposeront sur le marché. Notamment, le secteur industriel devra probablement recourir à d'autres combustibles et certaines industries non énergétiques devront peut-être s'installer ailleurs ou fermer leurs portes. Il se peut que des exploitants de sables bitumineux et des producteurs d'énergie électrique soient poussés à remettre en question l'utilisation du gaz naturel. Des effets se feraient sentir sur les secteurs résidentiel et commercial, surtout en raison des hausses de prix et de leur volatilité accrue advenant des retards dans la liaison physique à de nouvelles sources d'approvisionnement.
- Suivant le scénario PO, la composition des exportations que l'on a connue jusqu'ici subirait des changements importants. Par exemple, compte tenu des baisses de production avec le temps, le gaz naturel albertain risque de ne plus se rendre jusque dans le Nord-Est des États-Unis, ce qui obligerait ce marché à augmenter ses importations de gaz du Canada atlantique. D'autres marchés américains, tel que celui de la Californie, pourraient réduire leur dépendance à l'égard du gaz importé du Canada en se fiant plutôt aux approvisionnements croissants issus de la région des Rocheuses des États-Unis et de l'Alaska, ou au GNL importé.
- Dans le scénario TV, les utilisateurs finals devront eux aussi s'adapter, mais dans une moindre mesure que selon le scénario PO, étant donné que la technologie permet d'augmenter la production à partir des sources existantes et d'en mettre d'autres en valeur plus rapidement. Toutefois, des ajustements seront quand même nécessaires compte tenu du besoin de modes de transport nouveaux ou différents, des coûts plus élevés au titre du gaz naturel et du transport, et des changements en termes de fiabilité des approvisionnements.
- Le marché du gaz naturel des Maritimes sera moins assujetti à des restrictions de l'offre et des possibilités de croissance s'offriront au cours de la période de projection. Cette croissance dépendra toutefois des succès de prospection. Des parties du marché des provinces centrales pourraient être desservies, dans une certaine mesure, par le gaz de l'Atlantique dès lors qu'elles cherchent à réduire leur dépendance essentielle à l'égard des approvisionnements de l'Ouest.

5.5 Charbon

Le charbon abonde dans le monde entier et il représente 60 % des réserves d'hydrocarbures restantes de la planète (figure 5.27). En 2001, il y avait suffisamment de réserves dans le monde pour assurer la production aux taux actuels pendant environ 216 ans, comparativement à 40 ans dans le cas du pétrole et 62 ans dans celui du gaz naturel. Aux États-Unis et au Canada, considérés dans leur ensemble, le charbon représentait 91 % des réserves d'hydrocarbures, sables et schiste bitumineux non compris. En 2001, les réserves auraient permis de produire du charbon pendant environ 236 ans, alors que les rapports des réserves à la production correspondants pour le pétrole et le gaz étaient de 10 ans et 9 ans, respectivement[3].

Figure 5.27 Composition des réserves d'hydrocarbures en 2001



Source : BP Statistical Review of World Energy 2002. Les estimations sont fondées sur la conversion à leurs équivalents respectifs des données sur le pétrole, le gaz et le charbon citées dans le présent rapport.

Si 70 % des réserves de pétrole et de gaz du monde sont situées au Moyen-Orient et dans l'ancienne Union soviétique, ces deux régions recèlent moins du quart des réserves de charbon. Les réserves de charbon sont donc disséminées un peu partout dans le monde, notamment en Amérique du Nord, en Europe, en Chine, en Australie et en Inde.

5.5.1 RESSOURCES ET RÉSERVES CANADIENNES

Les ressources en charbon comprennent les gisements dont les couches satisfont aux normes de puissance et dont l'exploitation est réalisable sur le plan technique. Plus de 95 % des ressources houillères se trouvent dans l'Ouest canadien; la plupart de ces dernières sont constituées de charbon subbitumineux (Alberta) et de lignite (Saskatchewan) (tableau 5.2).

Tableau 5.2 Ressources en charbon (en mégatonnes)

	Bitumineux et anthracite	Lignite et subbitumineux	Total
Ouest canadien[4]	32 765	44 450	77 215
Est canadien[5]	1 480	180	1 660
Total	34 245	44 630	78 875

Source : *Ressources canadiennes en charbon, Document 89-4*, Commission géologique du Canada, 1989; cité dans *L'Énergie au Canada, Offre et demande jusqu'à 2025*, ONÉ, 1999, tableau 8.1.

[4] Saskatchewan, Alberta, Colombie-Britannique et Territoires

[5] Nouvelle-Écosse, Nouveau-Brunswick et Ontario

Les réserves comprennent celles qui ont été déterminées par recherche et échantillonnage et dont l'exploitation est jugée rentable compte tenu des techniques actuelles. La dernière estimation des réserves nationales a été réalisée en 1987 (tableau 5.3). Déduction faite du volume produit depuis lors, les réserves totales s'élevaient à environ 6 200 mégatonnes à la fin de 2001, soit l'équivalent d'environ 90 années de production, comparativement à 8 ans pour le pétrole et 9 ans pour le gaz naturel.

[3] Pour les besoins de la présente publication, le rapport des réserves à la production est utilisé simplement pour exprimer la quantité de réserves, telle qu'elle est mesurée dans une année donnée, relativement à la quantité produite au cours de cette même année. On ne doit pas en déduire que les réserves seraient entièrement produites au cours d'une période particulière. En fait, les additions de réserves résultant des activités d'exploration et de mise en valeur futures auraient pour effet de prolonger la période entière jusqu'à ce que les réserves soient éventuellement épuisées.

Technologie du charbon épuré

La technologie du charbon épuré désigne les méthodes qui permettent de réduire les émissions découlant de la combustion du charbon, en particulier dans un contexte de production d'électricité. Pendant les années 90, on s'est surtout efforcé d'éliminer les oxydes de soufre et d'azote en raison du problème des pluies acides et du smog. Compte tenu des craintes toujours plus présentes de réchauffement de la planète, la technologie du charbon épuré accorde désormais plus d'importance à la réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO_2). Comparativement au gaz naturel, par unité d'énergie produite, le charbon émet environ deux fois plus de CO_2. Les techniques précitées sont habituellement caractérisées par :

- une plus grande efficacité de la combustion découlant de l'adoption de technologies qui en sont à diverses étapes de leur développement, notamment les chaudières supercritiques et ultra-supercritiques ainsi que la gazéification intégrée à cycle combiné (GICC);
- le nettoyage des gaz de combustion, que ce soit à l'aide d'épurateurs-laveurs destinés à l'élimination des oxydes de soufre et d'azote, du monoxyde de carbone et des particules ou par réduction catalytique sélective visant le retrait des oxydes d'azote;
- le captage et la séquestration du CO_2.

Les chaudières supercritiques et ultra-supercritiques sont à l'origine de rendements thermiques accrus grâce à l'union de pressions d'utilisation et de températures plus élevées. On prévoit que la centrale de la phase 3 du projet Genesee, devant entrer en exploitation en 2004-2005 en Alberta, sera équipée de chaudières supercritiques dont le rendement thermique, d'environ 40 %, devrait être supérieur de 18 %, selon les estimations produites, à celui des autres centrales albertaines alimentées au charbon.

En gros, la GICC fait appel aux techniques associées au cycle combiné avec gaz naturel précédées d'une gazéification du charbon. De cette manière, le rendement thermique tend vers les 45 % et parfois plus. Ce procédé est utilisé dans un certain nombre de grandes centrales américaines, européennes et japonaises. Il est coûteux, mais on prévoit que les gains d'efficacité pourraient encore augmenter. La position occupée sur le marché par ce procédé serait encore meilleure dans un monde où des prix élevés du gaz naturel se maintiendraient. Un autre avantage de la GICC est qu'elle est source d'un flux de CO_2 relativement pur qui pourrait être idéal dans le cadre de projets de séquestration.

À l'inverse d'autres composés gazeux comme les oxydes de soufre et d'azote, le dioxyde de carbone ne se dégrade ni ne se transforme facilement afin de ramener au plus bas les incidences sur l'environnement. La seule façon d'en réduire la quantité produite par combustion est d'accroître le degré d'efficacité des procédés alors utilisés, tel qu'expliqué plus haut, ou encore de modifier le mélange combustible à la faveur de carburants à plus faible teneur en carbone. Cela a donc mené à un certain nombre de propositions en vue d'une séquestration du CO_2 qui serait intégrée à la production d'électricité, comme par la voie d'une injection dans des dômes de sel ou dans des champs abandonnés de pétrole et de gaz naturel, d'une utilisation à plus grande échelle au moment de l'injection de fluides miscibles pour la récupération assistée de pétrole ou d'une immersion en mer. Un tel projet déjà mis de l'avant permet la séquestration du CO_2 produit à une centrale au charbon du Dakota du Nord, lequel est acheminé, par pipeline, jusqu'en Saskatchewan où il sert à la récupération assistée de pétrole.

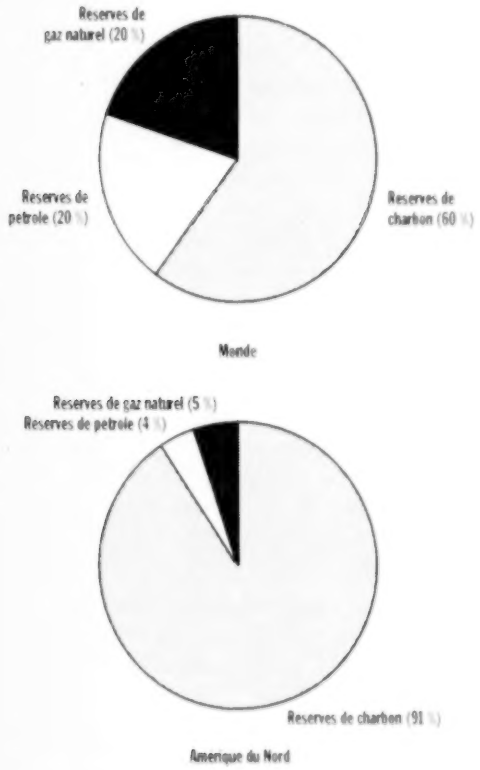
La quête devant mener à des techniques non polluantes d'utilisation du charbon a aussi été à l'origine d'un certain nombre d'autres projets, dont, récemment, une proposition de la Canadian Clean Power Coalition (CCPC) et du programme du département américain de l'Énergie visant la création de combustibles non polluants, Vision 21.

Le CCPC, qui regroupe sept sociétés canadiennes ayant des participations dans des centrales au charbon ainsi que deux partenaires internationaux, prévoit mettre à profit les techniques de combustion

5.5 Charbon

Le charbon abonde dans le monde entier et il représente 60 % des réserves d'hydrocarbures restantes de la planète (figure 5.27). En 2001, il y avait suffisamment de réserves dans le monde pour assurer la production aux taux actuels pendant environ 216 ans, comparativement à 40 ans dans le cas du pétrole et 62 ans dans celui du gaz naturel. Aux États-Unis et au Canada, considérés dans leur ensemble, le charbon représentait 91 % des réserves d'hydrocarbures, sables et schiste bitumineux non compris. En 2001, les réserves auraient permis de produire du charbon pendant environ 256 ans, alors que les rapports des réserves à la production correspondants pour le pétrole et le gaz étaient de 10 ans et 9 ans, respectivement.

Figure 5.27 Composition des réserves d'hydrocarbures en 2001



Source : BP Statistical Review of World Energy 2002. Les estimations sont fondées sur la conversion à leurs équivalents respectifs des données sur le pétrole, le gaz et le charbon citées dans le présent rapport.

Si 70 % des réserves de pétrole et de gaz du monde sont situées au Moyen-Orient et dans l'ancienne Union soviétique, ces deux régions recèlent moins du quart des réserves de charbon. Les réserves de charbon sont donc disséminées un peu partout dans le monde, notamment en Amérique du Nord, en Europe, en Chine, en Australie et en Inde.

5.5.1 RESSOURCES ET RÉSERVES CANADIENNES

Les ressources en charbon comprennent les gisements dont les couches satisfont aux normes de puissance et dont l'exploitation est réalisable sur le plan technique. Plus de 95 % des ressources houillères se trouvent dans l'Ouest canadien; la plupart de ces dernières sont constituées de charbon subbitumineux (Alberta) et de lignite (Saskatchewan) (tableau 5.2).

Tableau 5.2 Ressources en charbon (en mégatonnes)

	Bitumineux et anthracite	Lignite et subbitumineux	Total
Ouest canadien[a]	32 765	44 450	77 215
Est canadien[b]	1 480	180	1 660
Total	34 245	44 630	78 875

Source : *Ressources canadiennes en charbon, Document 89-4*, Commission géologique du Canada, 1989, cité dans *L'Énergie au Canada – Offre et demande jusqu'à 2025*, ONE, 1999, tableau 8.1.

[a] Saskatchewan, Alberta, Colombie-Britannique et Territoires.

[b] Nouvelle-Écosse, Nouveau-Brunswick et Ontario.

Les réserves comprennent celles qui ont été déterminées par recherche et échantillonnage et dont l'exploitation est jugée rentable compte tenu des techniques actuelles. La dernière estimation des réserves nationales a été réalisée en 1987 (tableau 5.3). Déduction faite du volume produit depuis lors, les réserves totales s'élevaient à environ 6 200 mégatonnes à la fin de 2001, soit l'équivalent d'environ 90 années de production, comparativement à 8 ans pour le pétrole et 9 ans pour le gaz naturel.

[1] Pour les besoins de la présente publication, le rapport des réserves à la production est utilisé simplement pour exprimer la quantité de réserves, telle qu'elle est mesurée dans une année donnée, relativement à la quantité produite au cours de cette même année. On ne doit pas en déduire que les réserves seraient entièrement produites au cours d'une période particulière. En fait, les additions de réserves résultant des activités d'exploration et de mise en valeur futures auraient pour effet de prolonger la période entière jusqu'à ce que les réserves soient éventuellement épuisées.

Technologie du charbon épuré

La technologie du charbon épuré désigne les méthodes qui permettent de réduire les émissions découlant de la combustion du charbon, en particulier dans un contexte de production d'électricité. Pendant les années 90, on s'est surtout efforcé d'éliminer les oxydes de soufre et d'azote en raison du problème des pluies acides et du smog. Compte tenu des craintes toujours plus présentes de réchauffement de la planète, la technologie du charbon épuré accorde désormais plus d'importance à la réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO_2). Comparativement au gaz naturel, par unité d'énergie produite, le charbon émet environ deux fois plus de CO_2. Les techniques précitées sont habituellement caractérisées par :

- une plus grande efficacité de la combustion découlant de l'adoption de technologies qui en sont à diverses étapes de leur développement, notamment les chaudières supercritiques et ultra-supercritiques ainsi que la gazéification intégrée à cycle combiné (GICC);
- le nettoyage des gaz de combustion, que ce soit à l'aide d'épurateurs-laveurs destinés à l'élimination des oxydes de soufre et d'azote, du monoxyde de carbone et des particules ou par réduction catalytique sélective visant le retrait des oxydes d'azote;
- le captage et la séquestration du CO_2.

Les chaudières supercritiques et ultra-supercritiques sont à l'origine de rendements thermiques accrus grâce à l'union de pressions d'utilisation et de températures plus élevées. On prévoit que la centrale de la phase 3 du projet Genesee, devant entrer en exploitation en 2004-2005 en Alberta, sera équipée de chaudières supercritiques dont le rendement thermique, d'environ 40 %, devrait être supérieur de 18 %, selon les estimations produites, à celui des autres centrales albertaines alimentées au charbon.

En gros, la GICC fait appel aux techniques associées au cycle combiné avec gaz naturel précédées d'une gazéification du charbon. De cette manière, le rendement thermique tend vers les 45 % et parfois plus. Ce procédé est utilisé dans un certain nombre de grandes centrales américaines, européennes et japonaises. Il est coûteux, mais on prévoit que les gains d'efficacité pourraient encore augmenter. La position occupée sur le marché par ce procédé serait encore meilleure dans un monde où des prix élevés du gaz naturel se maintiendraient. Un autre avantage de la GICC est qu'elle est source d'un flux de CO_2 relativement pur qui pourrait être idéal dans le cadre de projets de séquestration.

À l'inverse d'autres composés gazeux comme les oxydes de soufre et d'azote, le dioxyde de carbone ne se dégrade ni ne se transforme facilement afin de ramener au plus bas les incidences sur l'environnement. La seule façon d'en réduire la quantité produite par combustion est d'accroître le degré d'efficacité des procédés alors utilisés, tel qu'expliqué plus haut, ou encore de modifier le mélange combustible à la faveur de carburants à plus faible teneur en carbone. Cela a donc mené à un certain nombre de propositions en vue d'une séquestration du CO_2 qui serait intégrée à la production d'électricité, comme par la voie d'une injection dans des dômes de sel ou dans des champs abandonnés de pétrole et de gaz naturel, d'une utilisation à plus grande échelle au moment de l'injection de fluides miscibles pour la récupération assistée de pétrole ou d'une immersion en mer. Un tel projet déjà mis de l'avant permet la séquestration du CO_2 produit à une centrale au charbon du Dakota du Nord, lequel est acheminé, par pipeline, jusqu'en Saskatchewan où il sert à la récupération assistée de pétrole.

La quête devant mener à des techniques non polluantes d'utilisation du charbon a aussi été à l'origine d'un certain nombre d'autres projets, dont, récemment, une proposition de la Canadian Clean Power Coalition (CCPC) et du programme du département américain de l'Énergie visant la création de combustibles non polluants, Vision 21.

Le CCPC, qui regroupe sept sociétés canadiennes ayant des participations dans des centrales au charbon ainsi que deux partenaires internationaux, prévoit mettre à profit les techniques de combustion

Technologie du charbon épuré (suite)

et de post-combustion les plus perfectionnées afin de permettre aux futures centrales de répondre aux exigences prévues en matière de protection de l'environnement, notamment pour le captage intégral des émissions de dioxyde de carbone. Ces techniques pourraient être adaptées aux centrales existantes d'ici 2007 et être à l'origine d'une centrale « propre » d'ici 2010, presque à coup sûr dans l'Ouest canadien. Dans les propositions à cet effet figureraient diverses possibilités de séquestration du dioxyde de carbone.

Les systèmes Vision 21, qui pourraient faire sentir leur présence d'ici une quinzaine d'années, ne produiraient aucune émission nette de CO_2 et n'auraient aucune incidence environnementale néfaste. Le programme étend la portée d'application de techniques déjà en cours d'élaboration. Dans le cas de la technologie du charbon épuré, on prévoit des améliorations du rendement thermique de la GICC pouvant atteindre de 45 à 50 % à court terme et jusqu'à 60 % au bout d'environ une décennie, ainsi que le captage et la séquestration du CO_2.

L'avenir à ce chapitre pourrait être témoin d'une évolution de techniques hautement intégrées et permettant d'annihiler complètement les émissions afin de produire, à partir de charbon et d'eau, de l'hydrogène ou de l'électricité sans laisser échapper d'oxydes de soufre et d'azote, de dioxyde de carbone ou de particules. Une configuration qui est actuellement envisagée par des sociétés canadiennes (ZECA Corporation), en collaboration avec des entreprises de l'étranger, intègre la gazéification de charbon et la production d'hydrogène, tout en incorporant un dispositif de piles à combustible et la séquestration de CO_2. Il s'agit d'une voie qui pourrait éventuellement mener à une source de production efficace d'hydrogène ou d'électricité sans grand danger pour l'environnement.

Une vague de consolidation a balayé l'industrie du charbon depuis la fin des années 80; il existe beaucoup moins de grandes entreprises et les mines de moindre intérêt ont été fermées, tant dans l'Est que dans l'Ouest du pays. Cette tendance a toutefois été contrebalancée ces dernières années, en partie du moins, par de nouveaux projets de mise en valeur. Simplement déduire les volumes de production sans tenir compte des nouvelles réserves pourrait sous-estimer l'ampleur des stocks. Quoi qu'il en soit, les réserves de charbon restantes sont importantes.

Tableau 5.3 Réserves de charbon établies restantes à la fin de 1985 (en mégatonnes)

	Thermique[4]	Métallurgique[5]	Total
Ouest canadien[3]	5 069	1 793	6 862
Est canadien[3]	321	115	436
Total	5 390	1 908	7 298

Source : *Exploitation du charbon au Canada, 1986*, Rapport 87-3F, CANMET, 1987. Cité dans *L'Énergie au Canada - Offre et demande jusqu'à 2025*, 1999, ONÉ, tableau 8.2.

[4] Comprend généralement les catégories suivantes : subbitumineux et certaines catégories de bitumineux et d'anthracite.

[5] Comprend généralement les catégories suivantes : bitumineux facilement à modérément volatil et bitumineux modérément à très volatil.

[3] Saskatchewan, Alberta et Colombie-Britannique

[3] Nouvelle-Écosse et Nouveau-Brunswick

5.5.2 PERSPECTIVES DE PRODUCTION

Étant donné qu'il y a suffisamment de ressources pour ne pas entraver la production de manière importante, les prix du charbon devraient fléchir modérément pendant la prochaine décennie. Selon les deux scénarios, les principaux facteurs qui influent sur la production de charbon au Canada sont la demande intérieure pour les besoins de production d'électricité, qui représentait 90 % du charbon consommé au Canada en 2001, et les marchés d'exportation, qui demandent surtout du charbon métallurgique. Les décisions des producteurs d'électricité et la compétitivité du charbon canadien dans les marchés internationaux ont donc une influence considérable sur les activités de production.

Tableau 5.4 Principaux déterminants de la production de charbon au Canada

Pression de l'offre	Techno-vert
• ressources abondantes exploitables à faibles coûts • demande accrue pour la production d'électricité au moyen des techniques conventionnelles (compétitive quant au prix) • les producteurs de charbon canadiens sont compétitifs dans les marchés internationaux	• ressources abondantes exploitables à faibles coûts • emploi de la technologie du charbon épuré dans les nouvelles centrales • utilisation décroissante dans les centrales électriques en raison d'améliorations du rendement et de combustibles de remplacement disponibles • les producteurs de charbon canadiens sont compétitifs dans les marchés internationaux

Dans le scénario PO, la production augmente modérément jusqu'à 2010 (figure 5.28). À court terme, la croissance de la demande de charbon d'énergie thermique se limite aux centrales électriques existantes. À long terme, la construction d'installations de production d'électricité au charbon en Ontario et dans l'Ouest se traduit par une demande croissante. Par suite des besoins grandissants en charbon thermique, d'une demande intérieure plus forte pour d'autres utilisations finales et de l'augmentation des exportations, la production passe à plus de 90 mégatonnes annuellement en 2025, comparativement à 70 mégatonnes en 2001.

Selon le scénario TV, la production de charbon diminue avec le temps. Cette tendance est principalement attribuable à la baisse de la demande de charbon thermique, même si l'on assiste à une légère augmentation de la production d'électricité au charbon. Dans ce scénario, les nouvelles unités de production ont recours à la technologie du charbon épuré, en particulier la GICC. Comme ces unités sont plus efficaces que les centrales au charbon traditionnelles, elles ont besoin d'un volume de charbon inférieur par unité d'électricité produite. Les besoins en charbon thermique sont moindres que dans le scénario PO en raison de cette efficacité accrue et d'une plus grande utilisation, d'une part, d'autres sources de production d'électricité, comme les petites centrales hydroélectriques et les parcs d'éoliennes et, d'autre part, des centrales nucléaires.

Technologie du charbon épuré (suite)

et de post-combustion les plus perfectionnées afin de permettre aux futures centrales de répondre aux exigences prévues en matière de protection de l'environnement, notamment pour le captage intégral des émissions de dioxyde de carbone. Ces techniques pourraient être adaptées aux centrales existantes d'ici 2007 et être à l'origine d'une centrale « propre » d'ici 2010, presque à coup sûr dans l'Ouest canadien. Dans les propositions à cet effet figureraient diverses possibilités de séquestration du dioxyde de carbone.

Les systèmes Vision 21, qui pourraient faire sentir leur présence d'ici une quinzaine d'années, ne produiraient aucune émission nette de CO_2 et n'auraient aucune incidence environnementale néfaste. Le programme étend la portée d'application de techniques déjà en cours d'élaboration. Dans le cas de la technologie du charbon épuré, on prévoit des améliorations du rendement thermique de la GICC pouvant atteindre de 45 à 50 % à court terme et jusqu'à 60 % au bout d'environ une décennie, ainsi que le captage et la séquestration du CO_2.

L'avenir à ce chapitre pourrait être témoin d'une évolution de techniques hautement intégrées et permettant d'annihiler complètement les émissions afin de produire, à partir de charbon et d'eau, de l'hydrogène ou de l'électricité sans laisser échapper d'oxydes de soufre et d'azote, de dioxyde de carbone ou de particules. Une configuration qui est actuellement envisagée par des sociétés canadiennes (ZECA Corporation), en collaboration avec des entreprises de l'étranger, intègre la gazéification de charbon et la production d'hydrogène, tout en incorporant un dispositif de piles à combustible et la séquestration de CO_2. Il s'agit d'une voie qui pourrait éventuellement mener à une source de production efficace d'hydrogène ou d'électricité sans grand danger pour l'environnement.

Une vague de consolidation a balayé l'industrie du charbon depuis la fin des années 80; il existe beaucoup moins de grandes entreprises et les mines de moindre intérêt ont été fermées, tant dans l'Est que dans l'Ouest du pays. Cette tendance a toutefois été contrebalancée ces dernières années, en partie du moins, par de nouveaux projets de mise en valeur. Simplement déduire les volumes de production sans tenir compte des nouvelles réserves pourrait sous-estimer l'ampleur des stocks. Quoi qu'il en soit, les réserves de charbon restantes sont importantes.

Tableau 5.3 Réserves de charbon établies restantes à la fin de 1985 (en mégatonnes)

	Thermique[6]	Métallurgique[7]	Total
Ouest canadien[8]	5 069	1 793	6 862
Est canadien[9]	321	115	436
Total	5 390	1 908	7 298

Source : *Exploitation du charbon au Canada, 1986*, Rapport 87-3F, CANMET, 1987. Cité dans *L'Énergie au Canada - Offre et demande jusqu'à 2025*, 1999, ONE, tableau 8.2.

[6] Comprend généralement les catégories suivantes : subbitumineux et certaines catégories de bitumineux et d'anthracite.

[7] Comprend généralement les catégories suivantes : bitumineux facilement à modérément volatil et bitumineux modérément à très volatil.

[8] Saskatchewan, Alberta et Colombie-Britannique.

[9] Nouvelle-Écosse et Nouveau-Brunswick.

5.5.2 PERSPECTIVES DE PRODUCTION

Etant donné qu'il y a suffisamment de ressources pour ne pas entraver la production de manière importante, les prix du charbon devraient fléchir modérément pendant la prochaine décennie. Selon les deux scénarios, les principaux facteurs qui influent sur la production de charbon au Canada sont la demande intérieure pour les besoins de production d'électricité, qui représentait 90 % du charbon consommé au Canada en 2001, et les marchés d'exportation, qui demandent surtout du charbon métallurgique. Les décisions des producteurs d'électricité et la compétitivité du charbon canadien dans les marchés internationaux ont donc une influence considérable sur les activités de production.

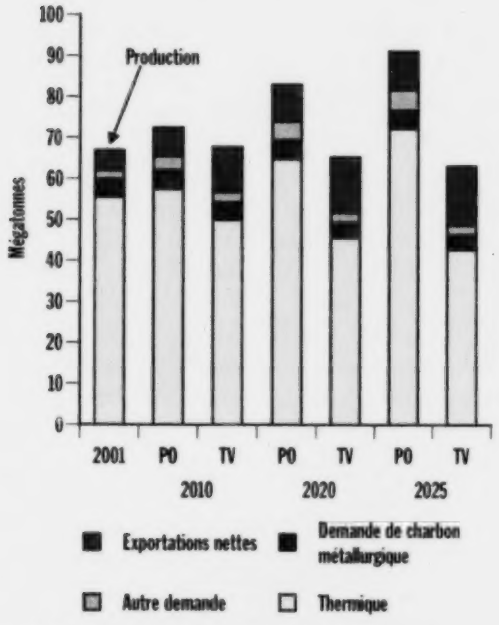
Tableau 5.4 Principaux déterminants de la production de charbon au Canada

Pression de l'offre	Techno-vert
• ressources abondantes exploitables à faibles coûts • demande accrue pour la production d'électricité au moyen des techniques conventionnelles (compétitive quant au prix) • les producteurs de charbon canadiens sont compétitifs dans les marchés internationaux	• ressources abondantes exploitables à faibles coûts • emploi de la technologie du charbon épuré dans les nouvelles centrales • utilisation décroissante dans les centrales électriques en raison d'améliorations du rendement et de combustibles de remplacement disponibles • les producteurs de charbon canadiens sont compétitifs dans les marchés internationaux

Dans le scénario PO, la production augmente modérément jusqu'à 2010 (figure 5.28). A court terme, la croissance de la demande de charbon d'énergie thermique se limite aux centrales électriques existantes. A long terme, la construction d'installations de production d'électricité au charbon en Ontario et dans l'Ouest se traduit par une demande croissante. Par suite des besoins grandissants en charbon thermique, d'une demande intérieure plus forte pour d'autres utilisations finales et de l'augmentation des exportations, la production passe à plus de 90 mégatonnes annuellement en 2025, comparativement à 70 mégatonnes en 2001.

Selon le scénario TV, la production de charbon diminue avec le temps. Cette tendance est principalement attribuable à la baisse de la demande de charbon thermique, même si l'on assiste à une légère augmentation de la production d'électricité au charbon. Dans ce scénario, les nouvelles unités de production ont recours à la technologie du charbon épuré, en particulier la GICC. Comme ces unités sont plus efficaces que les centrales au charbon traditionnelles, elles ont besoin d'un volume de charbon inférieur par unité d'électricité produite. Les besoins en charbon thermique sont moindres que dans le scénario PO en raison de cette efficacité accrue et d'une plus grande utilisation, d'une part, d'autres sources de production d'électricité, comme les petites centrales hydroélectriques et les parcs d'éoliennes et, d'autre part, des centrales nucléaires.

Figure 5.28 Demande et production de charbon[1]



1 La production est égale à la somme de la demande intérieure (de charbon thermique, métallurgique et autre) et des exportations nettes.

5.5.3 ÉQUILIBRE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE

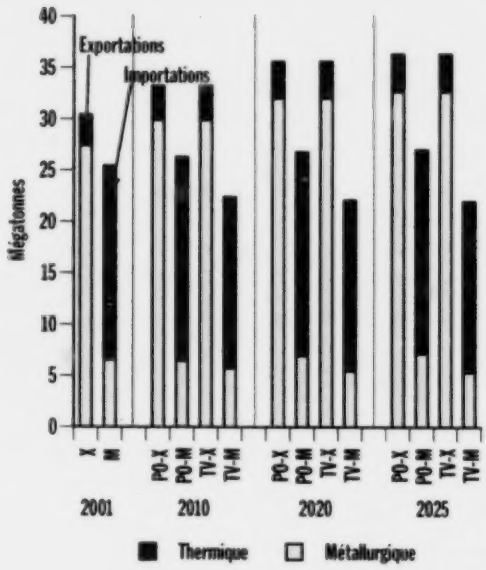
Le commerce international du charbon est une activité économique importante. L'Ouest canadien exporte du charbon tandis que du charbon importé répond à la majeure partie de la demande dans l'Est du pays. La figure 5.29 présente un sommaire des perspectives du commerce du charbon au Canada.

Bien que désavantagé sur le plan du transport, le charbon de l'Ouest canadien est généralement compétitif, surtout au Japon, en Corée du Sud et sur d'autres marchés diversifiés, et les exportations devraient augmenter comparativement à leurs niveaux récents[10].

En Ontario et dans les autres provinces de l'Est, le charbon de l'Ouest canadien est concurrencé, notamment par des producteurs des États-Unis. De petites quantités sont expédiées de l'Ouest, mais il y a lieu de supposer que la demande additionnelle est satisfaite par les importations.

Selon les deux scénarios, il est supposé que la production dans l'Est canadien se maintient aux niveaux récents pendant la durée de la période de projection.

Figure 5.29 Exportations et importations de charbon



5.5.4 ENJEUX ET RÉPERCUSSIONS

- L'utilisation du charbon est à l'origine de préoccupations environnementales, notamment en ce qui concerne les émissions d'oxydes de soufre et d'azote, de particules et de CO_2 dans l'atmosphère. L'utilisation future dépend par conséquent de la capacité d'adaptation de l'industrie aux normes d'émission et autres dispositions réglementaires, par exemple celles qui dictent l'emplacement des nouvelles installations.
- L'électricité produite au moyen de charbon représente environ 52 % de l'énergie électrique produite aux États-Unis et 18 % de celle qui est produite au Canada; les deux scénarios prévoient que l'apport de cette source d'énergie sera important[11]. On s'entend toutefois pour affirmer que le gaz naturel sera privilégié par rapport au charbon dans les nouvelles installations de production. Le charbon jouera un rôle plus important s'il y a pénurie de gaz naturel, si les prix du gaz sont instables ou si les solutions de rechange sont limitées.

10 Se reporter au tableau 7.1 de l'annexe 7.

11 Le charbon représente environ 12 % de l'énergie consommée au Canada.

- Le charbon est très compétitif quant au prix. Selon le lieu de production, le prix du charbon se situe entre 2 $US et 3 $US le million de Btu (2,75 $CA et 4,25 $CA le gigajoule) de moins que celui du gaz naturel depuis quelques années. Un tel écart, s'il est soutenu, contribue dans une certaine mesure à réduire le montant de l'investissement requis pour des centrales au charbon plus efficaces et la technologie du charbon épuré.
- Suivant le scénario PO, la sécurité des approvisionnements énergétiques en Amérique du Nord est un des principaux sujets d'inquiétude. Dans ce contexte, l'abondance des réserves pourrait procurer une avance stratégique au charbon.
- L'expansion des technologies du charbon épuré, dans le scénario TV par exemple, pourrait faire en sorte que le charbon devienne un facteur de rentabilité de « l'économie de l'hydrogène ». Bien qu'il pourrait y avoir des progrès importants dans cette voie d'ici la fin de la période de projection, il est peu probable qu'elles soient à l'origine d'apports importants aux approvisionnements énergétiques.

Figures, tableaux et acronymes

Liste des figures

Figure 1.1 Facteurs déterminants

Figure 1.2 Cadre des scénarios

Figure 2.1 Répartition des combustibles primaires – 2000 c. 2025

Figure 2.2 Répartition des combustibles primaires – 2000 c. 2025

Figure 3.1 Produit intérieur brut du Canada

Figure 3.2 Prix du pétrole West Texas Intermediate

Figure 3.3 Prix du gaz naturel NYMEX au carrefour Henry

Figure 3.4 Prix du charbon – Services d'électricité au Canada

Figure 4.1 Demande totale d'énergie au Canada par secteur

Figure 4.2 Demande d'énergie au Canada – Données passées et projections

Figure 4.3 Demande d'énergie par type de combustible – Données passées et projections

Figure 4.4 Demande d'énergie – Secteur résidentiel en 2000 par utilisation finale

Figure 4.5 Demande d'énergie projetée – Secteur résidentiel (excluant le diesel pour la machinerie agricole

Figure 4.6 Part de marché des combustibles – Secteur résidentiel

Figure 4.7 Intensité énergétique projetée – Secteur résidentiel

Figure 4.8 Demande d'énergie – Secteur résidentiel par type de combustible

Figure 4.9 Demande d'énergie – Secteur commercial en 2000 par utilisation finale

Figure 4.10 Demande d'énergie projetée – Secteur commercial

Figure 4.11 Part de marché des combustibles – Secteur commercial

Figure 4.12 Intensité énergétique projetée – Secteur commercial

Figure 4.13 Demande d'énergie par type de combustible – Secteur commercial

Figure 4.14 Demande d'énergie – Secteur industriel en 2000 par industrie

Figure 4.15 PIB industriel par sous-secteur

Figure 4.16 Demande d'énergie projetée – Secteur industriel

Figure 4.17 Part de marché des combustibles – Secteur industriel

Figure 4.18 Intensité énergétique projetée – Secteur industriel

Figure 4.19 Demande projetée par sous-secteur – Secteur industriel

Figure 4.20 Intensité énergétique projetée par sous-secteur – Secteur industriel

Figure 4.21 Demande d'énergie par type de combustible – Secteur industriel

Figure 4.22 Demande d'énergie – Secteur des transports

Figure 4.23 Demande d'énergie par mode de transport – Secteur des transports

Figure 4.24 Demande d'énergie par type de carburant – Secteur du transport routier

Figure 4.25 Parc de véhicules de passagers

Figure 4.26 Distance parcourue par véhicule de passagers

Figure 4.27 Parc de véhicules commerciaux

Figure 4.28 Distance parcourue par véhicule commercial

Figure 4.29 Moyenne de l'économie de carburant théorique

Figure 4.30 Utilisation d'hydrocarbures à des fins non énergétiques au Canada

Figure 5.1 Capacité de production par type de combustible

Figure 5.2 Part de la production par type de combustible

Figure 5.3 Demande de combustibles fossiles pour la production d'électricité

Figure 5.4 Exportations et importations d'électricité

Figure 5.5 Ressources mondiales en pétrole et en bitume

Figure 5.6 Ressources en sables bitumineux et ressources classiques du BSOC

Figure 5.7 Pétrole brut léger classique – BSOC

Figure 5.8 Production de pétrole brut léger dans l'Est du Canada

Figure 5.9 Pétrole brut lourd classique – BSOC

Figure 5.10 Offre de bitume – Exploitation minière/ production valorisée

Figure 5.11 Offre de bitume in situ

Figure 5.12 Offre de condensat et besoins en diluants – BSOC

Figure 5.13 Production totale de pétrole brut au Canada

Figure 5.14 Équilibre entre l'offre et la demande de pétrole brut léger – Pression de l'offre

Figure 5.15 Équilibre entre l'offre et la demande de pétrole brut lourd – Pression de l'offre

Figure 5.16 Équilibre entre l'offre et la demande de pétrole brut léger – Techno-vert

Figure 5.17 Équilibre entre l'offre et la demande de pétrole brut lourd – Techno-vert

Figure 5.18 Offre et demande d'éthane dans le BSOC : Pression de l'offre c. Techno-vert

Figure 5.19 Ressources en gaz naturel du Canada – Pression de l'offre

Figure 5.20 Ressources en gaz naturel du Canada – Techno-vert

Figure 5.21 Productibilité par projet – Pression de l'offre

Figure 5.22 Productibilité par région – Pression de l'offre

Figure 5.23 Productibilité par projet – Techno-vert

Figure 5.24 Productibilité par région – Techno-vert

Figure 5.25 Production au Canada par rapport à la demande intérieure – Pression de l'offre

Figure 5.26 Production au Canada par rapport à la demande intérieure – Techno-vert

Figure 5.27 Composition des réserves d'hydrocarbures en 2001

Figure 5.28 Demande et production de charbon

Figure 5.29 Exportations et importations de charbon

Liste des tableaux

Tableau 3.1 Principaux indicateurs économiques – Canada (variation annuelle moyenne en pourcentage)

Tableau 3.2 Taux de croissance économique par région (variation annuelle moyenne en pourcentage)

Tableau 4.1 Changement annuel moyen en pourcentage

Tableau 4.2 Changement annuel moyen en pourcentage

Tableau 4.3 Changement annuel moyen en pourcentage

Tableau 5.1 Principales hypothèses sur l'offre de pétrole

Tableau 5.2 Ressources en charbon (en mégatonnes)

Tableau 5.3 Réserves de charbon établies restantes à la fin de 1985 (en mégatonnes)

Tableau 5.4 Principaux déterminants de la production de charbon au Canada

Liste des acronymes

BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CMCE	Consommation moyenne de combustible des entreprises
CO_2	Dioxyde de carbone
DGMV	Drainage par gravité au moyen de la vapeur
GES	Gaz à effet de serre
GICC	Gazéification intégrée à cycle combiné
GNC	Gaz naturel comprimé
GNL	Gaz naturel liquéfié
HFC	Hydrofluorocarbones
LGN	Liquide de gaz naturel
MCI	Moteur à combustion interne
MGH	Méthane de gisements houillers
N_2O	Oxyde nitreux
NYMEX	New York Mercantile Exchange (bourse de commerce de New York)
ONÉ, Office	Office national de l'énergie
PFC	Perfluorocarbones
PIB	Produit intérieur brut
PIR	Produit intérieur réel
PO	Pression de l'offre (scénario)
RCA	Réacteur CANDU avancé
SF_6	Hexafluorure de soufre
TV	Techno-vert (scénario)
VÉH	Véhicule électrique hybride
VLT	Véhicule loisir travail
VPC	Véhicule à pile combustible
WTI	West Texas Intermediate

Glossaire

Additions aux réserves

(Reserves – Additions) Accroissement des réserves établies résultant de la découverte de nouveaux gisements et de la révision des estimations antérieures des réserves.

Baby-boom

(Baby-Boom) Génération des Canadiens nés après la Seconde Guerre mondiale, soit de 1947 à 1966. Plus de 9,8 millions de bébés sont nés durant cette période, soit plus qu'à n'importe quelle période démographique de notre ère.

Bénéfice net à trois niveaux

(Triple Bottom Line) Cadre servant à mesurer et déclarer le rendement d'une entreprise par rapport à des paramètres à caractère économique, social et environnemental.

Biodiesel

(Biodiesel) Carburant diesel de remplacement qu'on peut tirer de l'huile végétale, de l'huile de cuisson recyclée ou du suif.

Biomasse

(Biomass) Matières organiques, telles que le bois, les résidus de récolte, les ordures ménagères, les déchets de bois et la liqueur de cuisson, transformées à des fins énergétiques.

Bitume

(Bitumen) Mélange très visqueux constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes. À l'état naturel, le bitume n'est pas habituellement récupérable dans un puits à une échelle commerciale.

Capacité (électricité)

(Capacity [Electricity]) Quantité maximale de puissance que peut produire, utiliser ou transférer un appareil, habituellement exprimée en mégawatts.

Capacité de pointe

(Peak Capacity) Équipement de production d'électricité qui est disponible pour répondre à la demande de pointe.

Capacité de production (ou productibilité)

(Productive Capacity [ou Deliverability]) Taux estimatif de production du gaz naturel, du pétrole brut ou du bitume, sans égard à la demande mais compte tenu des coûts et de l'infrastructure de transport.

Capacité de production de la charge de base

(Base Load Capacity) Équipement de production d'électricité qui répond à la demande de charge pendant la majeure partie de l'année.

Charge d'alimentation

(Feedstock) Gaz naturel ou autres hydrocarbures employés comme élément essentiel d'un procédé servant à la production d'un produit (p. ex., engrais et éthylène).

Cogénération

(Cogeneration) Production simultanée d'électricité et de vapeur dans une même installation.

Combustibles fossiles

(Fossil Fuels) Sources de combustibles à base d'hydrocarbures comme le charbon, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel et le pétrole.

Combustibles renouvelables

(Renewable Fuels) Sources d'énergie pouvant être renouvelées par le système écologique naturel (p. ex., le vent, la biomasse, l'énergie solaire et les petites centrales hydroélectriques).

Commutation de combustible

(Fuel switching) Capacité de remplacer un combustible par un autre. Généralement fonction du prix et de la disponibilité.

Condensat

(Condensate) Mélange liquide, constitué surtout de pentanes et d'hydrocarbures lourds, récupéré dans des séparateurs, des laveurs ou autres installations de collecte, ou encore à l'entrée d'une usine de traitement, avant le traitement du gaz.

Coût de l'offre

(Supply Cost) Ensemble des coûts liés à l'exploitation d'une ressource, exprimé en coût moyen par unité de production pendant toute la durée d'un projet. Comprend les coûts d'immobilisations liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production, les coûts d'exploitation, les taxes, les redevances et un taux de rendement au producteur.

Coût marginal

(Marginal Cost [ou Incremental Cost]) Coût de la dernière unité d'énergie produite.

Déchets de bois

(Hog Fuel) Combustible composé d'écorce, de copeaux, de sciures, de bois de qualité inférieure et de bois de rebut provenant d'usines de pâte à papier, de scieries et d'usines de contreplaqué.

Demande d'énergie primaire

(Primary Energy Demand) Totalité des besoins en énergie pour toutes les utilisations, y compris l'énergie utilisée par le consommateur ultime, les utilisations intermédiaires dans la transformation d'une forme d'énergie à une autre et l'énergie utilisée par les fournisseurs pour desservir un marché.

Demande de pointe

(Peak Demand) Demande maximale au cours d'une période donnée.

Demande pour utilisation finale

(End Use Demand) Énergie utilisée par les consommateurs à des fins résidentielles, commerciales ou industrielles et pour le transport, et hydrocarbures utilisés à des fins non énergétiques.

Diluant

(Diluent)Hydrocarbure léger, habituellement du pentane plus, ajouté au pétrole brut lourd ou au bitume pour en faciliter le transport par pipeline.

Drainage par gravité au moyen de la vapeur (DGMV)

(Steam-Assisted Gravity Drainage [SAGD]) Technique d'injection de vapeur qui emploie des puits horizontaux dans lesquels le bitume est drainé par gravité dans le puits producteur. Contrairement à la stimulation cyclique par la vapeur, l'injection de vapeur et la production de pétrole sont continues et simultanées.

Économie de carburant

(Fuel Economy) Quantité moyenne de carburant consommée par un véhicule pour parcourir une certaine distance (exprimée en L/100 km).

Effet de serre

(Greenhouse Effect) Phénomène au cours duquel le rayonnement solaire de courtes longueurs d'onde n'est pas absorbé par l'atmosphère terrestre, mais où le rayonnement de grandes longueurs d'onde émis par la surface de la Terre est partiellement absorbé, ajoutant une énergie nette à la basse atmosphère et aux couches sous-jacentes et provoquant ainsi une hausse de leurs températures.

Énergie solaire

(Solar Energy) Énergie produite par des capteurs (actifs et passifs) de chaleur solaire et par des systèmes photovoltaïques.

Exploitation minière et valorisation intégrée

(Integrated Mining/Upgrading Plant) Exploitation alliant extraction et valorisation. Les sables bitumineux sont extraits à ciel ouvert, puis le bitume est séparé du sable et raffiné.

Fiabilité

(Reliability) Degré de rendement d'un élément d'un réseau électrique par lequel l'électricité est livrée aux clients selon des normes acceptables et en quantités désirées. La fiabilité se mesure par la fréquence, la durée et l'ampleur des effets défavorables sur la distribution de l'électricité.

Gaz à effet de serre (GES)

(Greenhouse Gases [GHG]) Gaz qui contribuent à l'effet de serre dans l'atmosphère. En font partie des gaz à l'état naturel comme la vapeur de carbone, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde nitreux et l'ozone. Sans compter trois gaz produits par procédés industriels : hydrofluorocarbones, perflurocarbones et hexafluorure de soufre.

Gaz associé

(Associated Gas) Gaz naturel qui flotte au-dessus du pétrole brut dans un réservoir productif.

Gaz de pétrole liquéfié (GPL)

(Liquefied Petroleum Gases [LPG]) Mélange d'hydrocarbures, généralement du propane et des butanes, issu de procédés de raffinage.

Gaz de réservoir étanche

(Tight Gas) Gaz naturel présent dans des gisements à faible perméabilité.

Gaz de schiste

(Shale Gas) Accumulation continue de gaz naturel de faible qualité dans les schistes marins.

Gaz naturel classique

(Conventional Natural Gas) Gaz naturel se trouvant dans un réservoir poreux et perméable, dont la mise en production est techniquement et économiquement réalisable à l'aide des méthodes courantes.

Gaz naturel commercialisable

(Marketable Natural Gas) Gaz naturel qui répond aux normes d'utilisation finale. Cela exclut le gaz utilisé comme combustible et les pertes sur le chantier et aux usines de traitement. Son pouvoir calorifique peut varier selon sa composition.

Gaz naturel non classique

(Unconventional Natural Gas) Gaz naturel qui n'est pas considéré comme du gaz naturel classique (p. ex. le méthane de gisements houillers).

Gazéification intégrée à cycle combiné (GICC)

(Integrated Coal Gasification Combined Cycle [IGCC]) Technologie relativement nouvelle employée dans la production de l'électricité. Dans un système de GICC, le charbon est transformé en un combustible gazeux qui, après épuration, se compare au gaz naturel. Le gaz est ensuite envoyé à une turbine à gaz. La chaleur créée par la turbine sert à produire de la vapeur pour une turbine à vapeur classique.

Gisement (ou réservoir)

(Reservoir [ou Pool]) Formation rocheuse souterraine, poreuse et perméable, renfermant un dépôt naturel de pétrole brut ou de gaz naturel brut délimité par des roches imperméables ou une nappe d'eau.

Injection d'air par la méthode THAI

(Toe-to-Heel Air Injection [THAI]) Méthode expérimentale de combustion in situ qui fait appel à l'injection d'air pour diriger un front de combustion dans le gisement de l'extrémité au point de départ d'un puits producteur horizontal. Ce procédé fait espérer des taux de récupération élevés et la valorisation partielle des huiles in situ.

Injection de vapeur de solvants (ou VAPEX)

(Vaporized Extraction [ou VAPEX]) Procédé d'extraction semblable au DGMV, mais qui utilise de la vapeur de solvants plutôt que de la vapeur d'eau pour réduire la viscosité du pétrole brut dans le gisement.

Intensité énergétique

(Energy Intensity) Dans l'ensemble de l'économie et dans les secteurs industriel et commercial, quantité d'énergie utilisée par unité de PIB réel. Dans le secteur résidentiel, quantité d'énergie consommée par ménage.

Liqueur de cuisson

(Pulping Liquor) Sous-produit de la fabrication de pâte chimique pouvant servir de combustible.

Liquides de gaz naturel (LGN)

(Natural Gas Liquids [NGL]) Hydrocarbures extraits du gaz naturel sous forme liquide. Ceux-ci incluent notamment l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus.

Mazout léger

(Light Fuel Oil [LFO]) Dans le présent rapport, huile de chauffage (mazout n° 2).

Mazout lourd

(Heavy Fuel Oil [HFO]) Dans le présent rapport, mazout n° 6.

Méthane de gisements houillers

(Coal Bed Methane) Gaz sec présent à l'état naturel, composé principalement de méthane, qui est produit durant la transformation de la matière organique en charbon.

NYMEX

(NYMEX) Première bourse de contrats à terme sur marchandises négociés au New York Mercantile Exchange pour la livraison du gaz naturel au carrefour Henry de la Sabine Pipe Line Co. en Louisiane.

Organisation de transport régionale (OTR)

(Regional Transmission Organization [RTO]) Groupe de propriétaires et d'utilisateurs de réseaux de transport, ainsi que d'autre entités, dont le but est de coordonner, avec l'autorisation de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission, la planification (et l'extension), l'exploitation et l'utilisation efficientes, sur une base régionale, de ces réseaux.

PADD

(PADD) Petroleum Administration for Defence Districts, qui définit les zones de marché du pétrole brut aux États-Unis.

Pentanes plus

(Pentanes Plus) Mélange composé essentiellement de pentanes et de certains hydrocarbures plus lourds, issu du traitement du gaz naturel, des condensats ou du pétrole brut.

Pertes en cours de traitement

(Shrinkage) Volume de gaz naturel qui est prélevé dans les usines de traitement pour la récupération des liquides et des sous-produits ou l'élimination des impuretés, ou utilisé comme combustible.

Pétrole brut classique

(Conventional Crude Oil) Mélange liquide constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes, récupérables dans un puits avec des moyens de production courants.

Pétrole brut léger

(Light Crude Oil) Terme désignant le pétrole brut de densité inférieure à 900 kg/m^3. Également, un terme collectif pour le pétrole brut léger classique, le pétrole brut valorisé et les pentanes plus.

Pétrole brut lourd

(Heavy Crude Oil) Terme désignant le pétrole brut de densité supérieure à 900 kg/m^3.

Pétrole brut lourd mélangé

(Blended Heavy Oil) Pétrole brut lourd auquel a été ajoutée une certaine quantité de diluant pour en réduire la viscosité et le rendre conforme aux normes de transport pipelinier.

Pétrole brut non classique

(Unconventional Crude Oil) Pétrole brut qui n'est pas considéré comme du pétrole brut classique (p. ex. le bitume).

Pétrole brut valorisé (ou synthétique)

(Upgraded Crude Oil [ou Synthetic]) Mélange d'hydrocarbures semblable au pétrole brut, obtenu par la valorisation du bitume des sables bitumineux ou du mazout lourd.

Pile à combustible

(Fuel Cell) Pile capable de convertir un combustible ou carburant directement en électricité. La plupart des piles à combustible sont nues à l'hydrogène et à l'oxygène et produisent électricité, chaleur et eau.

Potentiel ultime de ressources

(Resources – Ultimate Potential) Estimation de toutes les ressources récupérables ou commercialisables à un moment donné, compte tenu des caractéristiques géologiques et des progrès technologiques prévus. Englobe la production cumulative, les réserves établies restantes, les ressources découvertes et les ressources non découvertes.

Prix réel

(Real Price) Prix d'un produit rectifié pour tenir compte de l'inflation. Dans ce rapport, la plupart des prix réels sont exprimés en dollars de 1986.

Productibilité

(Deliverability) Voir Capacité de production.

Production cumulative

(Cumulative Production) Quantité totale d'hydrocarbures produits jusqu'à une date donnée.

Production d'électricité

(Electricity Generation) Quantité d'électricité, généralement exprimée en térawattheures (TWh), produite au cours d'une période donnée.

Production d'électricité par cycle combiné

(Combined-Cycle Generation) Production d'électricité faisant appel à la fois à des turbines à combustion et à la production thermique.

Production thermique

(Thermal Generation) Transformation de l'énergie au cours de laquelle du combustible est consommé pour produire de l'énergie thermique, laquelle est convertie en énergie mécanique puis en électricité.

Produit intérieur brut (PIB)

(Gross Domestic Product [GDP]) Valeur marchande de tous les biens et services produits en un an à l'intérieur des limites géographiques du Canada.

Puits horizontal

(Horizontal Well) Segment de puits dévié par rapport à la verticale pour longer horizontalement la zone productive. Il s'agit de la partie du puits de forage qui s'écarte de 80 degrés ou plus de la verticale.

Ratio réserves/production

(Reserves to Production Ratio) Quotient des réserves restantes et de la production annuelle.

Récupération assistée

(Recovery – Improved [ou Enhanced]) Récupération par un procédé de production autre que la récupération primaire.

Récupération in situ

(in situ Recovery) Processus de récupération du bitume brut des sables bitumineux par un moyen autre que l'extraction à ciel ouvert.

Récupération primaire

(Recovery – Primary) Extraction du pétrole brut ou du gaz naturel brut au moyen de la seule énergie naturelle du gisement.

Régions pionnières

(Frontier Areas) En général, le Nord et les zones extracôtières du Canada.

Remise en état

(Reclamation) Action de remettre des terrains perturbés dans un état stable et biologiquement productif.

Rendement du combustible

(Fuel Efficiency) Quotient de l'énergie utile que l'on obtient d'un combustible et de la teneur théorique en énergie de ce combustible.

Réserves établies

(Reserves – Established) Somme des réserves prouvées et de la moitié des réserves probables.

Réserves initiales

(Reserves – Initial) Réserves avant déduction de toute production.

Réserves probables

(Reserves – Probable) Réserves contiguës aux réserves prouvées dont l'existence est estimée avec un degré raisonnable de certitude.

Réserves prouvées

(Reserves – Proven) Réserves récupérables au moyen des techniques courantes et dans les conditions économiques actuelles et prévues, dont l'existence a été prouvée de façon précise par des forages, des essais ou de la production.

Réserves restantes

(Reserves – Remaining) Différence entre les réserves initiales et la production cumulative.

Ressources découvertes

(Resources – Discovered) Ressources récupérables à l'aide de techniques connues, mais qui n'ont pas été reconnues comme étant des réserves établies en raison de l'incertitude entourant leur viabilité économique.

Ressources en place

(Resources – In Place) Volume brut de pétrole ou de gaz naturel que l'on a estimé se trouver initialement dans un gisement, avant toute production et indépendamment de la quantité qui sera effectivement récupérée.

Ressources non découvertes

(Resources – Undiscovered) Ressources que l'on estime récupérables à un moment donné et qui sont contenues dans des dépôts dont l'existence a été présumée d'après les données géologiques et géophysiques existantes mais qui n'a pas été établie par des forages, des essais ou de la production.

Ressources récupérables

(Resources – Recoverable) Portion du potentiel ultime de ressources récupérables selon les conditions économiques et techniques prévues.

Revenu disponible

(Disposable Income) Montant du revenu dont dispose un ménage ou une personne après la retenue d'impôts des gouvernements fédéral et provincial.

Sables bitumineux

(Oil Sands) Gisements de sable, de grès ou d'autres roches sédimentaires renfermant du bitume.

Smog

(Smog) Réaction photochimique de la lumière du soleil avec des hydrocarbures volatils et des oxydes d'azote qui ont été libérés dans l'atmosphère, en particulier par les émissions des automobiles.

Soufre

(Sulphur) Élément à l'état naturel présent dans la plupart des pétroles lourds et dans le gaz naturel. Considéré comme une impureté préoccupante lorsqu'il se trouve dans des produits pétroliers raffinés comme l'essence et le carburant diesel.

Stimulation cyclique par la vapeur

(Cyclic Steam Stimulation) Procédé d'extraction par injection de vapeur pour réduire la viscosité du pétrole brut dans le gisement et assurer la pression nécessaire aux fins de production. La production de pétrole se produit par cycles, chacun débutant par une période d'injection de vapeur suivie d'une période de production par le même puits.

Technologies de remplacement

(Alternative Technologies) Technologies nouvelles ou émergentes utilisées dans la production et la consommation d'énergie, comme les véhicules électriques ou à pile à combustible ou le procédé GICC.

Usine d'éthylène

(Ethylene Plant) Usine pétrochimique qui craque l'éthane pour produire de l'éthylène – l'agent servant à produire d'autres dérivés chimiques.

Usine de chevauchement

(Straddle Plant) Usine de traitement du gaz naturel, située le long du réseau principal de transport du gaz, qui extrait les LGN du flux gazeux.

Usine de valorisation indépendante

(Stand Alone Upgrader) Usine de traitement qui n'est pas associée à une installation minière ou à une raffinerie.

Valorisation

(Upgrading) Procédé de transformation du bitume ou du pétrole brut lourd en un brut de meilleure qualité soit par extraction de carbone (cokéfaction), soit par ajout d'hydrogène (hydrotraitement).

Volatilité des prix

(Price Volatility) Plage des variations de prix des marchandises sur le marché.

West Texas Intermediate (ou WTI)

(West Texas Intermediate (ou WTI)) Prix de référence couramment employé pour le pétrole brut léger non corrosif produit aux États-Unis et employé en Amérique du Nord. WTI s'entend du prix d'un pétrole brut d'une qualité particulière à la livraison à Cushing, en Oklahoma.

Annexe A1 : Tables de conversion

Contenu en énergie

Mesures de l'énergie		Contenu en énergie
GJ	gigajoule	0,95 million de Btu
PJ	pétajoule	

Électricité		Contenu en énergie
MW	mégawatt	
GWh	gigawattheure	3 600 GJ
TWh	térawattheure	3,6 PJ

Gaz naturel		Contenu en énergie
$10^3 pi^3$	millier de pieds cubes	1,05 GJ
$10^6 pi^3$	milliard de pieds cubes	1,05 PJ
$10^{12} pi^3$	billion de pieds cubes	1,05 TJ

Liquides de gaz naturel		Contenu en énergie
m^3	Éthane	18,36 GJ
m^3	Propane	25,53 GJ
m^3	Butanes	28,62 GJ

Pétrole brut		Contenu en énergie
m^3	Léger	38,51 GJ
m^3	Lourd	40,90 GJ
m^3	Pentanes plus	35,17 GJ

Charbon		Contenu en énergie
t	Anthracite	27,70 GJ
t	Bitumineux	27,60 GJ
t	Subbitumineux	18,80 GJ
t	Lignite	14,40 GJ

Produits pétroliers		Contenu en énergie
m^3	Essence aviation	33,52 GJ
m^3	Essence	34,66 GJ
m^3	Charge d'alimentation pétrochimique	35,17 GJ
m^3	Utilisations spéciales du naphte	35,17 GJ
m^3	Carburéacteur	35,93 GJ
m^3	Kérosène	37,68 GJ
m^3	Diesel	38,68 GJ
m^3	Mazout léger	38,68 GJ
m^3	Lubrifiants et graisses	39,16 GJ
m^3	Mazout lourd	41,73 GJ
m^3	Gaz de distillation	41,73 GJ
m^3	Asphalte	44,46 GJ
m^3	Coke de pétrole	42,38 GJ
m^3	Autres produits	39,82 GJ

Autres combustibles		Contenu en énergie
m^3	Méthanol	15,60 GJ
m^3	Éthanol	23,60 GJ
m^3	Hydrogène	0,12 GJ

TABLEAU DES ABBRÉVIATIONS

Préfixes		Équivalents
k	kilo	10^3
M	méga	10^6
G	giga	10^9
T	téra	10^{12}
P	péta	10^{15}
E	exa	10^{18}

CONVERSION DU SYSTÈME MÉTRIQUE AU SYSTÈME IMPÉRIAL

Unités physiques		Équivalents
m	mètre	3,28 pieds
m^3	mètre cube	6,3 barils (pétrole/GPL) 35,3 pieds cubes (gaz)
L	litre	0,22 gallon impérial
t	tonne métrique	2 200 livres
bbl	baril (pétrole, GPL)	0,159 m^3

Guide des annexes A2 à A7

Les annexes 2 à 7 figurent dans le site Web de l'Office sous Situation énergétique au www.neb-one.gc.ca et sont aussi disponibles sur CD-ROM.

Annexe A2 : Indicateurs économiques

Tableau A2.1 :	Indicateurs économiques au Canada
Tableaux A2.2 à A2.11 :	Indicateurs économiques, Provinces

Annexe A3 : Demande d'énergie

Tableau A3.1 :	Demande, Pression de l'offre, Canada
Tableaux A3.2 à A3.8 :	Demande, Pression de l'offre, Provinces
Tableau A3.9 :	Demande finale par type de combustible, Pression de l'offre
Tableau A3.10 :	Demande d'énergie dans le secteur des transports, Pression de l'offre, Canada
Tableau A3.11 :	Demande, Techno-vert, Canada
Tableaux A3.12 à A3.18 :	Demande, Techno-vert, Provinces
Tableau A3.19	Demande finale par type de combustible, Techno-vert
Tableau A3.20 :	Demande d'énergie dans le secteur des transports, Techno-vert, Canada

Annexe A4 : Électricité

Tableaux A4.1.1 à A4.1.11 :	Capacité de production par type de technologie et de combustible (en MW) – Pression de l'offre, provinces
Tableau A4.12 :	Capacité de production par type de technologie et de combustible (en MW) – Pression de l'offre, Canada
Tableaux A4.2.1 à A4.2.11 :	Capacité de production par type de technologie et de combustible (en MW) – Techno-vert, provinces
Tableau A4.2.12 :	Capacité de production par type de technologie et de combustible (en MW) – Techno-vert, Canada
Tableaux A4.3.1 à A4.3.11 :	Énergie primaire utilisée pour la production d'électricité (en PJ), provinces
Tableau A4.3.12 :	Énergie primaire utilisée pour la production d'électricité (en PJ), Canada

Annexe A5 : Pétrole brut et LGN

Tableau A5.1 :	Ressources en pétrole brut et en bitume à la fin de 2001
Tableau A5.2 :	Besoins des raffineries en charges d'alimentation et sources des charges, Canada
Tableaux A5.3 à A5.7 :	Besoins des raffineries en charges d'alimentation et sources des charges, Provinces
Tableau A5.8 :	Offre et utilisation de pétrole brut et équivalents, Canada – PO
Tableau A5.9 :	Offre et utilisation de pétrole brut et équivalents, Canada – TV
Tableau A5.10 :	Offre, demande et exportations potentielles d'éthane
Tableau A5.11 :	Offre, demande et exportations potentielles de propane
Tableau A5.12 :	Offre, demande et exportations potentielles de butanes

Annexe A6 : Gaz naturel

Tableau A6.1 :	Production ultime des ressources de gaz
Tableau A6.2 :	Production de gaz naturel commercialisable, Pression de l'offre
Tableau A6.3	Production de gaz naturel commercialisable, Techno-vert

Annexe A7 : Charbon

Tableau A7.1 :	Exportations de charbon canadien en 2001 (en kilotonnes)
Tableau A7.2 :	Offre et demande de charbon au Canada (en mégatonnes), Pression de l'offre
Tableau A7.3	Offre et demande de charbon au Canada (en mégatonnes), Techno-vert

Canada's Energy Future
Scenarios for Supply and Demand to 2025
L'avenir énergétique au Canada
Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025

Canada